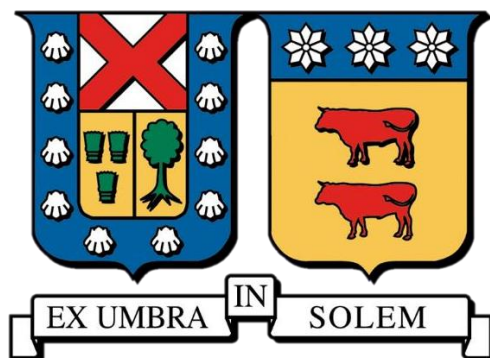


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA Y AMBIENTAL



ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE PRODUCCIÓN DE  
METANOL CON MÍNIMA HUELLA DE CARBONO,  
COMPARACIÓN REGIÓN DE VALPARAÍSO Y  
MAGALLANES

JOAQUÍN GABRIEL FARFÁN ADASME

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL QUÍMICO

PROFESOR GUÍA: PATRICIO NUÑEZ  
PROFESOR CORREFERENTE: RODRIGO BENAVIDES

OCTUBRE 2024

# Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a los profesores y funcionarios del Departamento de Ingeniería Química y Ambiental de la Universidad Técnica Federico Santa María. Gracias por entregarme las herramientas para ser el ingeniero que soy el día de hoy. También quiero expresar mis agradecimientos a la gente de la Empresa Nacional del Petróleo en Aconcagua en especial a Carlos quien me mostró otra visión del mundo profesional.

Por supuesto agradecer a mis compañeros de universidad, Catalina, Sebastián, Adriana, Camila y Oscar con los que superamos los numerosos desafíos que nos presentó nuestra universidad, por esas escapadas, esas tardes de estudio, descansar en el pasto, terminar las presentaciones a última hora y el apaño en la carrera. A aquellos que conocí a lo largo de mis años estudiando, Bruno, Gerardo y Alejandro, gracias por integrarme a su grupo y darme tantas risas en plena pandemia.

A mis cabros que conocí en mi niñez y adolescencia, Benjamín, Andrés, Javier y Diego. Por todas esas aventuras y anécdotas que tuvimos en todos estos años. Tuve una linda y divertida juventud gracias a ustedes. A los miembros del RP (Peblo, Pepe, Nacho, Matías Sch. y Gustavo) con los que pude sentir su compañía a pesar del encierro que sufrimos durante años de confinamiento, me hicieron reír como si estuviéramos uno al lado del otro. Gracias por esas noches de quedarse horas frente al computador riéndonos y jugando sin parar. Fueron mi luz todos esos años y estoy seguro de que lo seguirán siendo.

A la gente que conocí en mis travesías por Chile y Europa, en especial a Matías S, Pollo y Santi, con los que recorrí un nuevo continente y pasamos por numerosas aventuras en las calles de París, Lyon, Londres, Berlín y muchos más. Por aquellos chicos que conocí allá, Margarita, Mateo y Cris, en ustedes veo un gran futuro, sigan luchando por lo que creen y quieren. No me cabe duda de que serán excelente profesionales.

Esto también es para aquellos que no están aquí con nosotros, Cristóbal y Rodrigo. De ustedes aprendí mucho en estos años, llevare su recuerdo conmigo por siempre y vivirán en mi memoria hasta que deje este plano.

Obviamente agradecer a mi familia, a mi papá y mamá quienes me criaron de la mejor forma que pudieron darme incluso aun que eran jóvenes inexpertos. Gracias por darme todo lo que necesite, estoy muy orgulloso de ustedes dos. A mis hermanas Sofía e Isabela la adoro mis enanas. A mi tía Javiera quien desde que tengo uso de razón me ha hecho reír con sus locuras. A mis perritas Amelie y Lulu que siempre se alegraron cuando llegaba tarde a casa. Me entregaron un hogar cálido y lleno de amor.

Quiero agradecer en especial a Sole, sin ti no sería el hombre que soy hoy. Gracias por ser siempre mi apoyo en todos estos años de amistad. Eres tú quien me motivo a ser siempre mejor persona y profesional. Jamás me cansare de decírtelo, no importa lo que pasé siempre estaré agradecido contigo mi solcito.

Gracias a todos ustedes que han sido parte de mi vida, este logro lo comparto con ustedes.

## Resumen

El presente informe tiene como objetivo comparar las ventajas y desventajas que posee las regiones de Valparaíso y Magallanes para la producción de metanol con una mínima huella de carbono con el fin de que ENAP Aconcagua lo mezcle con la gasolina producida en esta región. Para esto se realiza un estudio técnico y económico para una planta de metanol que produzca 20,000 m<sup>3</sup> anuales a partir de una fuente de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> que posean una mínima huella de carbono. Este proyecto considera que en el caso de Magallanes el producto debe ser transportado a la V región mediante transporte marítimo, mientras que en Valparaíso no, debido a que la planta se encontrará en las instalaciones de ENAP Aconcagua.

Para cumplir con esta meta se realizó una investigación sobre distintos procesos que permitan producir metanol disminuyendo la huella de carbono de la empresa, por ende, se estudió 3 formas de producir hidrógeno y 3 para obtener dióxido de carbono (materias primas para la producción de metanol). Ya hecho este análisis se tomó la decisión de utilizar hidrógeno verde (H<sub>2</sub> producido mediante la electrolisis de agua usando energías renovables como suministro eléctrico) y CO<sub>2</sub> capturado por MEA en las mismas refinerías de cada región. De esta forma se fomenta la economía circular y aprovecha las ventajas de la región de Magallanes. Además, el presente trabajo contempla la instalación de la planta de electrolizadores y parque eólico o solar para el suministro de energía eléctrica. Y en el caso del CO<sub>2</sub>, que el suministro entregado por la misma empresa es suficiente.

Luego, se procedió a diseñar y especificar un modelo de la planta de metanol en el *software Aspen Plus v9* para demostrar si este proceso es técnicamente viable. En la simulación se utilizó un reactor flujo pistón con catalizador Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. También, se simularon las etapas de acondicionamiento de las materias primas (H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>), separación, recirculación y purificación para obtener un producto de alta pureza. Cabe señalar que para este proyecto se considera que ambas plantas de metanol serán idénticas en ambas regiones. Las simulaciones entregaron que a partir de una fuente de H<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> de 605 y 4,400 kg/h, respectivamente, se logra la meta produciendo 21,250 m<sup>3</sup>/año de metanol con una conversión del reactor del 32% del H<sub>2</sub>. De esta forma se alcanzaron las especificaciones del mercado de 99.85 wt% de metanol y menos de 0.1 wt% de agua.

Para el estudio económico se calculó el CAPEX, OPEX, depreciación e ingresos operacionales (correspondientes al valor comercial del metanol) con el fin de realizar un flujo de caja. Se destaca que el CAPEX de la planta de metanol será el mismo para ambas regiones y que ENAP Magallanes posee un puerto apto para el transporte de metanol. A partir de estos resultados se determinó que producir en Magallanes poseía un menor costo de operación (20.6 MUSD/año) incluso incluyendo el costo de transporte debido a que el OPEX de esta región era la mitad del de la región de Valparaíso (45.6 MUSD/año).

El flujo de caja demostró que el proyecto con un horizonte de 10 años no es rentable pues ningún indicador económico como el VAN, TIR y *Payback* entregaron valores positivos. Al analizar la razón de esto, se determinó que se debe principalmente al LCOH, el cual consiste en alrededor del 80% del OPEX con un valor de 3.11 USD/kg. Finalmente se realizó un análisis de sensibilidad cuantitativo y cualitativo. En el cuantitativo se variaron el LCOH y los ingresos operacionales. Se determinó que el proyecto tiene viabilidad económica si el LCOH posee un valor de 1 USD/kg o el valor del metanol es de 1,400 USD/ton lo que corresponde a casi el doble del precio de mercado actual (738 USD/ton). En el cualitativo se analizaron los supuestos realizados y se determinó que estos afectan significativamente los costos de ambas regiones debido a que no se sabe con certeza si ENAP Magallanes posee la capacidad para suministrar CO<sub>2</sub>, para transportar el metanol y si el CAPEX sería mayor debido a su ubicación. Además, existe la posibilidad de comprar el suministro de energía renovable a una empresa externa, lo que disminuiría los OPEX.

# Índice

Agradecimientos .....	2
Resumen.....	3
Capítulo 1: Introducción y Objetivos.....	9
1.1 Introducción .....	9
1.2 Objetivos y alcances.....	11
Capítulo 2: Antecedentes Generales .....	12
2.1 Acuerdo de Paris .....	12
2.2 Hidrógeno y su producción .....	12
2.3 Que es el Metanol.....	13
2.3.1 Metanol y sus usos.....	14
2.3.2 Almacenamiento y cuidados.....	14
2.4 Situación Chilena y desafíos .....	16
2.4.1 Ley N° 19,300; Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).....	16
2.4.2 Ley N° 20,780; Impuestos Verdes.....	16
2.4.3 Chile y sus ventajas para la producción de hidrógeno verde.....	17
2.5 Huella de Carbono.....	17
2.6 ENAP y su compromiso con la descarbonización .....	18
Capítulo 3: Marco Teórico.....	19
3.1 Tipos de producción de hidrógeno con mínima huella de carbono.....	19
3.1.1 Hidrógeno a partir de biomasa.....	19
3.1.2 Hidrógeno azul .....	20
3.1.3 Producción de hidrógeno verde .....	20
3.2 Obtención de carbono.....	25
3.2.1 Compra de carbono a cervecerías .....	25
3.2.2 Captura Directa de Aire (DAC).....	25
3.2.3 Captura de carbono interno utilizando MEA.....	25
3.3 Reacción catalítica.....	26
3.3.1 Proceso ICI .....	27
3.3.2 Proceso de Lurgi .....	27
3.3.3 Comparación de procesos .....	27
3.4 Purificación de Metanol .....	28

3.4.1 Destilación .....	28
3.4.2 Adsorción.....	29
3.5 Transporte de Metanol por vía marítima.....	29
3.5.1 Regulaciones del transporte.....	29
3.5.2 Tipo de Buques.....	31
3.5.3 Puertos .....	32
3.5.4 Ruta Marítima.....	32
Capítulo 4: Diseño del Proceso.....	33
4.1 Elección del proceso y tecnologías a usar.....	33
4.1.1 Diagrama de bloques General.....	33
4.1.2 Fuente de hidrógeno a utilizar .....	34
4.1.3 Tipo de Electrolizador .....	35
4.1.4 Fuente de Carbono.....	36
4.1.5 Proceso y tipo de Reacción.....	37
4.1.6 Purificación de metanol .....	38
4.2 Modelo del Proceso.....	39
Capítulo 5: Especificaciones del Proceso .....	40
5.1 Diagramas específicos del proceso .....	40
5.1.1 Diagrama de Bloques Específico.....	40
5.1.2 Diagrama PFD .....	41
5.2 Modelo de la reacción .....	43
5.3 Parámetros de Operación .....	45
5.3.1 Zona de Reacción .....	46
5.3.2 Zona de Acondicionamiento.....	47
5.3.3 Separación de Gases No Condensables .....	48
5.3.4 Recirculación .....	48
5.3.5 Destilación y Almacenamiento.....	50
5.4 Diseño del Reactor .....	51
Capítulo 6: Resultados .....	53
6.1 Principales Flujos .....	53
6.2 Especificaciones del Producto.....	54
Capítulo 7: Evaluación Económica.....	55

7.1 Bases de la Evaluación.....	55
7.2 CAPEX.....	56
7.3 OPEX .....	56
7.3.1 Costo nivelado del Hidrógeno ( <i>LCOH</i> ).....	56
7.3.2 Utility Planta.....	61
7.3.3 Trabajadores .....	61
7.3.4 Mantenimiento .....	62
7.3.5 Transporte Marítimo.....	62
7.3.6 OPEX Total y comparación.....	63
7.4 Depreciación.....	64
7.5 Ingresos Operacionales .....	66
7.6 Flujo de caja e Indicadores económicos.....	66
7.7 Análisis de sensibilidad.....	67
7.7.1 Análisis de sensibilidad - LCOH .....	68
7.7.2 Análisis de sensibilidad – Ingresos Operacionales.....	69
7.7.4 Análisis de sensibilidad – Cualitativo .....	70
Capítulo 8: Conclusiones y recomendaciones .....	72
Anexos .....	74
Anexos 1: Especificaciones del Proceso .....	74
Anexos 2: Evaluación Económica.....	75
Referencias.....	77

## Índice de Figuras

Figura 1 Arcoíris de producción de hidrógeno (Rodríguez, 2022).....	13
Figura 2 Diamante NFPA 704 Metanol .....	14
Figura 3 Esquema de producción de hidrógeno azul (Gorski, et al., 2021).....	20
Figura 4 Esquema de electrolizador AEL (Shiva y Hankwon, 2022).....	21
Figura 5 Esquema de electrolizador PEM (Shiva y Hankwon, 2022) .....	22
Figura 6 Esquema de electrolizador SOEL (Shiva y Hankwon, 2022) .....	23
Figura 7 Esquema del proceso de Osmosis Inversa (Metcalf y Eddy, 2014) .....	24
Figura 8 Aplicación de la osmosis inversa (Tecca, 2023) .....	25
Figura 9 Diagrama de proceso de captura de CO2 con regeneración térmica de MEA .....	26
Figura 10 Diagrama de proceso de destilación (SAVREE, 2024).....	28

Figura 11 Diagrama del proceso de adsorción y absorción (Ringbach, 2023) .....	29
Figura 12 Diagrama de bloques General .....	33
Figura 13 Diagrama de bloques Especifico .....	41
Figura 14 Zona de acondicionamiento y reacción en PFD .....	41
Figura 15 Zona de separación en PFD .....	42
Figura 16 Zona de recirculación en PFD .....	42
Figura 17 Zona de destilación y almacenamiento en PFD .....	43
Figura 18 Modelo del reactor para análisis de sensibilidad .....	46
Figura 19 Simulación de la zona de acondicionamiento .....	48
Figura 20 Simulación de la zona de separación de gases no condensables .....	48
Figura 21 Simulación zona de recirculación .....	50
Figura 22 Simulación de zona de destilación y almacenamiento .....	50
Figura 23 Diagrama de Simulación .....	53
Figura 24 Parámetros Generales utilizados .....	57
Figura 25 Parámetros Electrolizador utilizados .....	58
Figura 26 Parámetros Suministro Eléctrico Eólico utilizados .....	58
Figura 27 Parámetros Suministro Eléctrico Solar utilizados .....	59
Figura 28 Ubicación planta de electrolizadores en la región de Valparaíso .....	59
Figura 29 Ubicación planta de electrolizadores en la región de Magallanes .....	60
Figura 30 Simulación de ruta marítima Cabo Negro-Quinteros entregada por Netpas Distance. ....	63
Figura 31 Diagrama de Flujo de Procesos Global .....	74
Figura 32 Resultados Composición de Costos de LCOH – Magallanes (Ministerio de Energía, 2024) .....	75
Figura 33 Resultados Composición de Costos de LCOH – Valparaíso Solar (Ministerio de Energía, 2024) .....	75
Figura 34 Resultados Composición de Costos de LCOH – Valparaíso Eólico (Ministerio de Energía, 2024) .....	76

## Índice de Tabla

Tabla 1 Propiedades del Metanol (Klein, 2020) (Cohn y Bromberg, 2008) .....	13
Tabla 2 Comparación electrolizadores AEL, PEM y SOEL (Shiva y Hankwon, 2022) (Hussy, 2023) .....	23
Tabla 3 Comparación de Procesos de para la producción de metanol (Chen, et al., 2011) (Pérez, 2018) (Velázquez, 2011) .....	27
Tabla 4 Comparación procesos de obtención de H <sub>2</sub> (Glenk y Reichelstein, 2019) (Al-Mufachi, 2015) (Bessarabov, 2018) .....	35
Tabla 5 Valor de parámetros del modelo cinético (Bi en unidades J/mol) (Van-Dal y Bouallou, 2013) .....	44
Tabla 6 Valor de parámetros del modelo cinético ajustados para Aspen Plus (Van-Dal y Bouallou, 2013) .....	45
Tabla 7 Características del catalizador Cu/ZnO/Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> (Van-Dal y Bouallou, 2013) .....	45
Tabla 8 Resultados - Principales flujos .....	54

Tabla 9 Especificaciones requeridas y alcanzadas del producto (% wt) .....	54
Tabla 10 CAPEX de la planta de Metanol simulada .....	56
Tabla 11 LCOH de las zonas con su coste anual. ....	60
Tabla 12 OPEX- Utility Planta .....	61
Tabla 13 Costo anual de trabajadores .....	62
Tabla 14 Costo anual de Mantención.....	62
Tabla 15 Coste anual de transporte marítimo .....	63
Tabla 16 Costes Operacionales totales en cada zona y fuente energética .....	64
Tabla 17 Depreciación Planta y Reactor.....	65
Tabla 18 Depreciación Estanque H2, Bottom (agua) y metanol .....	65
Tabla 19 Depreciación Total.....	65
Tabla 20 Ingresos Operacionales estimados .....	66
Tabla 21 Flujo de Caja.....	66
Tabla 22 Análisis de sensibilidad – LCOH Indicadores económicos.....	69
Tabla 23 Análisis de Sensibilidad – Ingresos Operacionales Indicadores económicos.....	70
Tabla 24 Análisis de Sensibilidad - Presión y Temperatura .....	74

## Índice de Gráficos

Gráfico 1 Análisis de sensibilidad – Temperatura y Presión .....	47
Gráfico 2 Análisis de sensibilidad - Recirculación.....	49
Gráfico 3 Análisis de sensibilidad – Largo y diámetro.....	51
Gráfico 4 Análisis de Sensibilidad – Tubos y “Bed Voidage” .....	52
Gráfico 5 Diferencia en LCOH según la zona y tecnología .....	61
Gráfico 6 Desglose de OPEX Total para la región de Magallanes.....	64
Gráfico 7 Análisis de Sensibilidad – LCOH y VAN .....	68
Gráfico 8 Análisis de sensibilidad – Costo Metanol vs VAN .....	69

# Capítulo 1: Introducción y Objetivos

## 1.1 Introducción

Desde comienzos del siglo XX que se ha visto un aumento exponencial del consumo energético per cápita debido al estilo de vida moderno. Esta manera de vivir demanda energía en aspectos como la electricidad que utilizamos para computadoras, teléfonos móviles, televisores y otros, además del combustible necesario para movilizarse, calefacción y cocinar. Pero, estos no son las únicas demandas energéticas que posee el humano moderno, también la demanda la energía necesaria para producir consumibles como alimentos, utensilios, muebles, electrodomésticos y otros aparatos que también han ido en aumento, lo que ha llevado a un crecimiento de la industria para suplir las necesidades de la humanidad, lo que conlleva consigo un aumento energético para la producción misma de estos mismos productos. Sin embargo, las consecuencias que ha traído la industrialización han sido devastadoras para el medio ambiente.

En el año 2015 196 países adoptaron el Acuerdo de Paris durante la Conferencia de la Partes n°21 (COP21), este tiene como objetivo frenar el calentamiento global en un rango de 2 a 1.5 °C sobre la temperatura preindustrial. Este acuerdo supuso el comienzo para que en el año 2020 en el COP26 se estableciera reducir cerca del 50% de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para el año 2030 para así en el año 2050 lograr tener 0 emisiones de este tipo de gas para así lograr el objetivo del Acuerdo de Paris. Esto ha impulsado a distintos gobiernos a promover proyectos que reduzcan este tipo de emisión e incluso se han creado o incrementado “impuestos verdes” que tienen como objetivo castigar las emisiones de GEI de las industrias. Provocando un desafío para todas las industrias del globo por lo que se han creado proyectos con el fin de transicionar la industria a una que posea productos “verdes”, es decir que en su producción no se hayan emitido GEI. Para lograr esta meta se ha tomado como objetivo en algunas industrias obtener materias primas con otras alternativas, una de estas es el hidrógeno.

El hidrógeno molecular o dihidrógeno ( $H_2$ ) es utilizado en un gran número de procesos fisicoquímicos. La aplicación de este comenzó como gas de relleno para globos aerostáticos y aeronaves la cual fue prontamente abandonada después de la tragedia del zepelín Hindenburg en 1937. Hoy en día se le da uso en la industria química para la producción de ácidos, combustibles y reducción de minerales metálicos. Es por esto se puede ver en la gran mayoría de las industrias de esta índole la producción de este para emplearlo en alguno de los procesos. Sin embargo, la producción de este trae consecuencias al medio ambiente debido a que el proceso más común utilizado emite dióxido de carbono ( $CO_2$ ) el cual es un gas de efecto invernadero.

El hidrógeno puede ser usado para la producción de metanol, este compuesto es un alcohol que consiste en la unión entre un grupo metilo ( $CH_3$ ) y un grupo hidroxilo ( $OH$ ). Anteriormente este era producido a partir de la destilación de madera es por esto solía ser llamado “alcohol de madera”. La producción de este químico data del antiguo Egipto donde a partir de la pirolisis de madera es que se obtiene una mezcla de sustancias incluyendo el metanol. Luego en el año 1661 Robert Boyle

logró obtener metanol puro. Sin embargo, no fue hasta en 1834 donde los químicos franceses Jean-Baptiste Dumas y Eugene Peligot determinaron su composición química. Hoy en día se utiliza para la producción de tintes sintéticos, resina, farmacéuticos y perfumes. Además, desde 1970 se vio la oportunidad de usar este compuesto como combustible.

Considerando lo anterior, se vislumbra una posible oportunidad económica en Chile, debido a que existe las condiciones ideales para llevar a cabo un proyecto que busca obtener un producto con alto valor en el mercado mundial a partir de un proceso más limpio donde la obtención de materias primas y producción de este posean la mínima huella de carbono posible. Para esto se realiza un estudio de prefactibilidad para la producción de metanol a partir de la producción de hidrógeno con electrolisis de agua suplementada con energías renovables como la eólica y la captura de CO<sub>2</sub>. Este abarcara un estudio técnico-económico que tiene como objetivo evaluar la factibilidad de producir este producto en la región de Valparaíso o Magallanes.

El presente escrito tiene como objetivo comparar ambas regiones con sus ventajas y desventajas para producir este químico con una baja huella de carbono con el fin mezclarlo con gasolina hecha en ENAP Aconcagua ubicado en Concón, Región de Valparaíso. Por ende, se comparan las distintas tecnologías para obtener metanol que cumplan estos requisitos, incluyendo obtención de hidrógeno y dióxido de carbono, también se ve cómo se hará la reacción para el metanol y su posterior purificación para cumplir con los requisitos comerciales y de almacenamiento. Para determinar si este estudio es técnicamente viable se utilizan diversos *softwares* que ayudan a definir si es posible producir un mínimo de 20,000 m<sup>3</sup> anuales con el fin de llenar un buque químiquero pequeño. Finalmente se realizará un estudio económico para determinar su factibilidad económica, y un análisis de sensibilidad cuantitativo de las variables claves y cualitativo de los supuestos realizados.

## 1.2 Objetivos y alcances

### Objetivo general

Comparar las ventajas de las regiones de Valparaíso y Magallanes para la producción de metanol con una mínima huella de carbono con el fin de ser usado para mezclado con gasolina en ENAP Aconcagua.

### Objetivos específicos

1. Diseñar una planta de metanol capaz de producir 20,000 m<sup>3</sup>/año
2. Determinar el coste nivelado de hidrógeno de cada región
3. Determinar la logística del transporte marítimo de metanol desde Magallanes a Aconcagua
4. Estimar CAPEX y OPEX, y realizar un análisis de la rentabilidad
5. Realizar un análisis de sensibilidad cuantitativo y cualitativo

### Alcance

Se evalúa la factibilidad técnico-económica de producción de metanol con una mínima huella de carbono para el uso de mezclado con gasolina en ENAP Refinería Aconcagua, estudiando la factibilidad de la ubicación de la planta en la región de Magallanes con un posterior transporte marítimo a la región de Valparaíso. Para ello se tiene en consideración la creación de un parque eólico o solar para las zonas de estudios, que ENAP posee la producción necesaria para CO<sub>2</sub> en ambas regiones, que poseen puertos aptos para el traslado del metanol y que la planta será idéntica en los dos casos. Con el fin de obtener datos precisos se utilizan *softwares* como *Aspen Plus v9* y *Netpass Distance*, y Calculadora de Hidrógeno Verde por el Ministerio de Energía de Chile para las simulaciones de la planta, ruta marítima y coste nivelado del hidrógeno.

## Capítulo 2: Antecedentes Generales

### 2.1 Acuerdo de Paris

Las emisiones GEI han sido un foco de atención en los últimos años para los países debido al impacto que han tenido en el cambio climático. Es en el año 2015 en la COP21 que 196 participantes adoptaron el Acuerdo de Paris que tiene como objetivo limitar el aumento de la temperatura entre 1.5 y 2 °C sobre la temperatura ambiente preindustrial (United Nations Climate Change, 2020). Para lograr este cometido se generó el plan “*Net Zero Emissions (NZE)*”, es decir cero emisiones netas. Este consiste en reducir para el año 2030 un 45% las emisiones de GEI y para así lograr que en año 2050 no existan emisiones de este tipo de gas (United Nations, 2022). Para alcanzar esta ambiciosa meta se han identificado las fuentes de estas emisiones destacando la producción de hidrógeno.

### 2.2 Hidrógeno y su producción

Se estima que el hidrógeno corresponde al 90% de los átomos del universo, las primeras producciones documentadas fueron por Paracelso en el siglo XVI (Gordon, 1932), sin embargo, no fue hasta 1783 por el científico Antoine Lavoisier que recibió el nombre hidrógeno el que significa “genera o produce agua” (Grochala, 2015). En la actualidad el hidrógeno es comúnmente utilizado en la industria petroquímica y producción de fertilizantes, pero se están explorando el uso de este en el mercado del transporte y de uso público (Satyapal, 2017).

Para obtener hidrógeno existen distintos métodos, hoy en día el más utilizado por un gran margen (96% (International Energy Agency, 2023)) es a partir de combustibles fósiles (Moreira y Laing, 2022). Entiéndase como combustible fósil la materia orgánica de animales, plantas y microorganismos que tarda millones de años en transformarse, los cuales pueden ser clasificados en tres tipos, petróleo, carbón (mineral) y gas natural (BBVA, 2022). La producción de H<sub>2</sub> a partir de combustibles fósiles tiene como consecuencia las emisiones de CO<sub>2</sub> que corresponde a un GEI.

En la actualidad, la producción de hidrógeno se hace principalmente a partir del proceso “*Steam Methane Reforming (SMR)*” que corresponde a la reformación de metano y vapor para generar hidrógeno, sin embargo, este produce CO<sub>2</sub> como subproducto el cual es emitido a la atmosfera (Student Energy, 2015). Cambiar este proceso por uno amigable con el medio ambiente es un desafío técnico y económico. Es por esto que han surgido un gran número de alternativas para la producción de H<sub>2</sub> como por ejemplo los “hidrógenos de colores”. Estos colores es una manera de clasificar el hidrógeno según su método de obtención. Hoy en día existen dos de este tipo de hidrógeno que han llamado la atención de inversionistas, verde y azul. El hidrógeno verde corresponde a la producción de hidrógeno a partir de electrolizadores que utilizan energía renovable como solar o eólica gracias a esto no existen emisiones de GEI en toda la manufactura del H<sub>2</sub>. Mientras que por otro lado el hidrógeno azul utiliza también el proceso SMR, sin embargo, existe alguna captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> por lo que no existirían emisiones de este gas

(International Energy Agency, 2023). A continuación, se presenta una figura (Figura 1) que muestra las distintas alternativas que existen para la producción de hidrógeno.

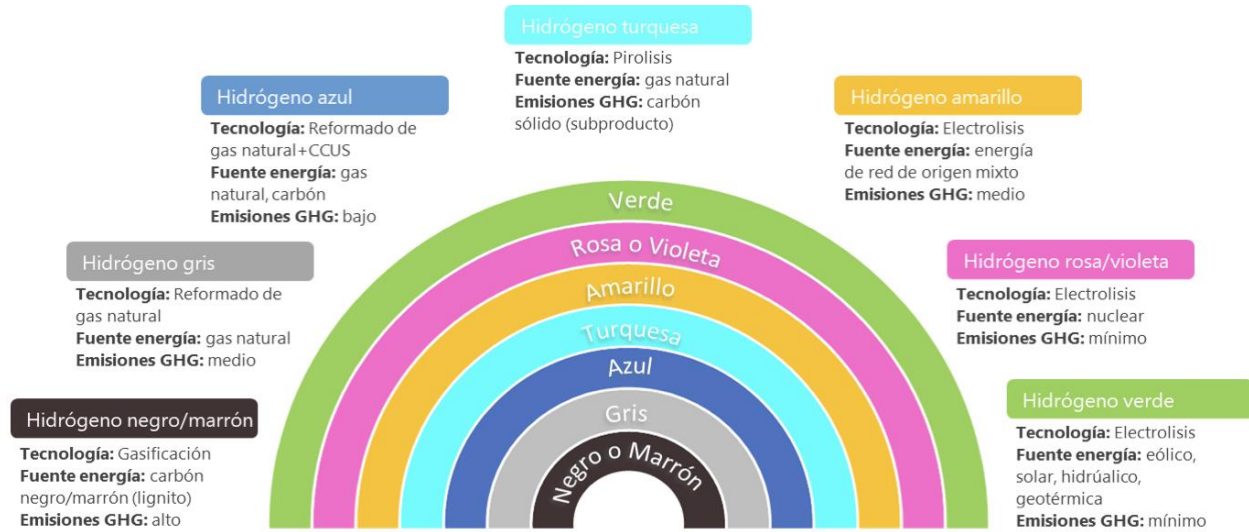


Figura 1 Arcoíris de producción de hidrógeno (Rodríguez, 2022)

### 2.3 Que es el Metanol

El metanol o alcohol metílico ( $\text{CH}_3\text{OH}$  o  $\text{MeOH}$ ) es uno de los alcoholes más sencillos que existe, este a temperatura ambiente se encuentra en un estado líquido de baja densidad, incoloro, inflamable y toxico. Este químico suele ser usado en la industria para la producción de tintas, resinas, adhesivos y colorantes, e incluso en la industria farmacéutica como disolvente para medicamentos para el colesterol, estreptomycin, vitaminas y hormonas (ChemicalSafetyFacts, 2022). La Tabla 1 corresponde a algunas de las propiedades del metanol.

Tabla 1 Propiedades del Metanol (Klein, 2020) (Cohn y Bromberg, 2008)

Peso molecular	32.04 g/mol
Temperatura critica	239 °C
Presión critica	8.084 MPa
Densidad critica	0.2715 g/cm <sup>3</sup>
Viscosidad (Líquido 25°C)	0.544 mPa*s
HHV (25°C, 101.325kPa)	726.1 kJ/mol
LHV (25°C, 101.325 kPa)	638.1 kJ/mol
Presión de Vapor (25°C)	16.96 kPa
Octanaje (RON)	133
Octanaje (MON)	105
Octanaje combinado	119

### 2.3.1 Metanol y sus usos

El metanol es un producto químico versátil que tiene varios usos en diferentes industrias entre estos se pueden señalar los siguientes.

- **Disolventes:** Se puede usar como disolvente industrial para facilitar la producción de tintas, resinas, adhesivos y colorantes. De manera similar se puede usar en la fabricación de ingredientes y productos farmacéuticos como por ejemplo medicamentos para el colesterol, estreptomina, vitaminas y hormonas (ChemicalSafetyFacts, 2022).
- **Anticongelante:** La mezcla de metanol con otros líquidos permite disminuir el punto de congelación de estos y aumentar su punto de ebullición lo que lo hace un excelente anticongelante para productos como líquido de limpiaparabrisas. Además, se suele inyectar en tubería de gas natural para disminuir el punto de congelación del agua al transportar gas y petróleo (ChemicalSafetyFacts, 2022).
- **Combustible:** Hoy en día aproximadamente el 50% del metanol en el mundo se usa en el sector energético, este incluye el mezclado con gasolina, combustible marítimo, producción de dimetil éter (DME) y biodiesel (Methanex, 2024).

Uno de los usos más atractivos para el metanol, es la mezcla con gasolina mencionada anteriormente. Esta mezcla mejora la eficiencia del uso del combustible e incluso disminuye la emisión de gases nocivos para el ser humano como material particulado (Methanol Institute, 2024).

### 2.3.2 Almacenamiento y cuidados

Como se mencionó anteriormente el metanol es un material altamente inflamable y que posee cierto grado de toxicidad. En la Figura 2 se puede ver el diamante de seguridad hecho por la Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (NFPA en inglés), este grupo creo la norma 704 para identificar y comunicar los peligros de distintos materiales peligrosos. En el diamante asociado al metanol se puede apreciar como posee una alta inflamabilidad denotado por el numero 3 con fondo rojo y un leve riesgo a la salud con un nivel de 1 en el rombo azul. Además, es importante mencionar que este no posee reactividad alguna ni algún riesgo específico asociado (INCHEM, 2018).



Figura 2 Diamante NFPA 704 Metanol

A partir de esto se puede establecer las medidas de seguridad que se debe tener ante tal material. (Methanol Institute, 2020)

1 Ubicación

- Almacenar el metanol en un área bien ventilada lejos de cualquier fuente de ignición y áreas pobladas.
- Ubicar los estanques en áreas designadas con barreras de contención para evitar derrames y contaminaciones ambientales.

2 Tanques de Almacenamiento

- Los estanques deben estar hechos del material adecuado como acero inoxidable o al carbono con revestimientos adecuados.
- Deben poseer dispositivos de manejo de presión adecuado por la volatilidad de este material.

3 Protección contra incendios

- Debe poseer sistemas de detección y extinción de incendios como por ejemplo rociadores automáticos y espuma además de extintores adecuados.
- Los extintores portátiles deben estar en un lugar accesible y visible además de entrenar al personal para su uso.

4 Zonas de exclusión

- Debido a la alta inflamabilidad del metanol se debe marcar un área alrededor de esta donde esté prohibido fumar y cualquier actividad que pueda generar alguna chispa.

5 Sistemas de contención

- Debe existir un sistema de contención secundario como algún dique alrededor de los estanques en el caso de un posible derrame.
- Tener materiales absorbentes y equipos de respuestas para derrames de emergencia.

6 Control de vapores

- Instalar un sistema de recuperación de metanol en estado gaseoso para evitar emisiones al ambiente.
- En el caso de estar en un área cerrada asegurar una ventilación adecuada.

7 Etiquetado y señalización

- Etiquetar los estanques con la identificación de este material y advertencias de los peligros correspondientes.
- De manera similar colocar señales de advertencias en los alrededores indicando los riesgos.

8 Procedimiento de Manejo

- Capacitar al personal en el manejo seguro del metanol, además de exigir el uso de equipo de protección personal (EPP) adecuado.

9 Monitoreo y mantenimiento

- Realizar inspecciones y mantenimiento constantes para detectar y tratar posibles fugas o daños.

10 Emergencias

- Desarrollar planes de respuesta ante emergencias y capacitar al personal sobre estos.

## 2.4 Situación Chilena y desafíos

Actualmente, Chile se ha comprometido con el cuidado al medio ambiente, esto incluye la generación de energías limpias, cuidado de sus desechos y de sus ecosistemas. Para esto ha sido participe en numerosos acuerdos y adoptado nuevas políticas, además de crear e incentivar nuevos proyectos para cumplir con las distintas metas que se ha propuesto el país. Estas políticas lo han establecido como el país n°1 en América Latina y n°11 en el mundo en evaluaciones hecha por “*Climate Change Performance Index*” que estiman su compromiso con el medio ambiente (Imagen de Chile, 2024).

### 2.4.1 Ley N° 19,300; Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)

Esta ley creada en 1994 establece el marco legal para la protección del medio ambiente en el país. Entre sus distintos objetivos está asegurar que las políticas, planes y programas de desarrollo se implementen en armonía con el medio ambiente. Para esto el Artículo 8 establece la creación del SEIA que evalúa los proyectos y actividades que afectan al medio ambiente. De esta manera se identifica, previene y mitiga los posibles efectos que tienen sobre el medio ambiente los proyectos. Para esto todo proyecto que cumpla con algún requisito del Artículo 11 de esta ley debe someterse a un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) o Declaración de Impacto Ambiental (DIA) según corresponda (BCN, 1994) (Chile Atiende, 2024).

### 2.4.2 Ley N° 20,780; Impuestos Verdes

Dentro de las nuevas políticas que adoptó Chile para la descarbonización se encuentra la ley N° 20,780, también conocida como la Reforma Tributaria de 2014. Esta incluye modificaciones al sistema tributario chileno siendo una de estas los “impuestos verdes”. El Artículo 8 de esta ley establece un impuesto anual a todas las emisiones al aire de ciertos contaminantes generados por fuentes fijas. El objetivo de esta ley es incentivar a las empresas a reducir sus emisiones y adoptar nuevas tecnologías, promoviendo así la protección del medio ambiente y la salud pública. Los contaminantes incluidos en esta norma se encuentran:

- Material Particulado (MP): Este incluye MP10 y MP2.5 los cuales afectan la calidad del aire y ponen en peligro la salud pública.
- Óxidos de Nitrógeno (NO<sub>x</sub>): Contribuyente a la lluvia acida y formación de smog.
- Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>): También contribuye a la formación de lluvia acida y perjudica al sistema respiratorio.
- Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>): Forma gran parte de los GEI.

Para esto se generan impuestos que se calculan según el contaminante. Para los MP, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>, el impuesto varía según la población afectada, la calidad de aire de la comuna (si es declarada zona saturada o zona latente por la ley N° 19,300) (BCN, 2020).

En el caso de las emisiones de CO<sub>2</sub> se utiliza un impuesto fijo de 5 USD/ton a emisiones directas de fuentes fijas, es decir a procesos de combustión (BCN, 2020).

En el caso particular de las emisiones de CO<sub>2</sub> se aprecia que este es bajo comparándolo con otros países. En el caso de Europa existen impuestos que llegan hasta 130 USD/tonCO<sub>2</sub>eq como es el caso de Suiza y Liechtenstein, los cuales incluyen además otros GEI como el metano por ejemplo (Mengden, 2023).

Debido a las políticas de descarbonización que se están aplicando alrededor del globo existe una posibilidad de que Chile también quiera seguir el ejemplo y hacer estos impuestos más severos, fomentando así la mitigación y eliminación de estos GEI.

### 2.4.3 Chile y sus ventajas para la producción de hidrógeno verde

La producción de hidrógeno verde requiere un suministro de energía renovable, este por lo general puede ser eólica o solar. Si bien en todas partes del mundo se puede obtener estos recursos algunos países poseen condiciones meteorológicas más adecuadas que otras lo que favorece la producción de H<sub>2</sub> y así abarata los costos. Es por esto se han hecho estudios meteorológicos para determinar las ubicaciones más favorables para la producción de este. Entre estos países se encuentra Chile.

Este país se caracteriza por poseer distintos biomas a lo largo del país, entre estos destaca el norte con sus áridos desiertos y el sur con sus altos vientos. Es por esto que el gobierno ha decidido entregar 50 millones de USD a 6 proyectos de hidrógeno verde en diciembre del 2022, con el fin de producir el combustible verde más barato del mundo (Bartlett, 2022).

La región de Magallanes presenta una de estas ventajas con sus fuertes vientos los que a partir de generadores eólicos podrían alcanzar un potencial estimado de 126,000 MW. Este potencial se quiere aprovechar en la producción de hidrógeno verde para así producir un estimado del 13 % de H<sub>2</sub> verde a nivel mundial posicionando a Chile en uno de los más grandes productores de este gas limpio. Además, esta región no solo posee ventajas meteorológicas. También posee una gran ubicación geográfica para el transporte marítimo lo que le permitiría ser un excelente sitio para un puerto para este tamaño debido a que ya posee infraestructura y años de experiencia petroquímica y portuaria (Ministerio de Energía, 2021).

## 2.5 Huella de Carbono

La huella de carbono es una medida que representa la cantidad total de GEI emitido de forma directa e indirecta por una actividad, individuo, empresa, evento o producto. Esta medida es expresada en toneladas equivalentes de dióxido de carbono (tonCO<sub>2</sub>eq). Para poder determinar el impacto que genera estas emisiones se clasifican estas en 3 tipos.

- Emisiones Directas (Alcance 1): Son todas emisiones que se producen de manera directa, como las fuentes que son propiedad o están controladas por el ente.
- Emisiones Indirectas por Energía (Alcance 2): Son las emisiones GEI generadas por servicios como electricidad, calefacción y refrigeración compradas a secundarios.

- Otras Emisiones Indirectas (Alcance 3): Todas las demás emisiones indirectas generadas en la cadena de valor de la entidad. Estos pueden ser las emisiones generadas por transporte, desechos y el ciclo de vida de productos y servicios utilizados.

El uso de esta medida permite a la entidad identificar sus fuentes de emisiones para así mitigar y gestionar su huella de carbono con el fin de seguir la política y legislación de su país. Mostrando así un compromiso con el medio ambiente y de quienes lo rodean (GHG Protocol, 2015).

## 2.6 ENAP y su compromiso con la descarbonización

ENAP es la empresa estatal encargada de la explotación, producción, refinación y comercialización de petróleo, gas y sus derivados. En el año 2016 se promulgo la ley N°20,897 la cual amplía el giro de ENAP a la producción de energía eléctrica. Junto con esta ley, la empresa inicio su participación en proyecto de energías renovables en Chile (BCN, 2016).

Dentro del marco estratégico de ENAP está en ser una empresa multi energética rentable para aportar en la transición energética de Chile e impulsar el desarrollo de nuevas energías de menores emisiones (ENAP, 2023). Es por ello ENAP posee una responsabilidad con Chile para ser parte de este proceso de descarbonización del país para esto se desarrollan proyectos que buscan disminuir y eliminar emisiones de estos gases en sus distintas operaciones y crear nuevas alternativas para la producción de estos productos.

En el reporte integrado del 2023 de ENAP este anuncia que posee una huella de carbono de 3218 MtonCO<sub>2</sub>eq en todas sus unidades de negocio, cabe destacar que esta cifra solo considera las emisiones de Alcance 1 y 2 por lo que se puede decir que este número puede ser aún más grande si se cuantifica ese tipo de emisiones también. Además, esta cifra corresponde a un aumento del 1.7% en comparación al año 2022. Es por ello en su Plan de Desarrollo y Negocios 2023-2027 la empresa marcó la descarbonización como una meta clave (ENAP, 2024).

Como se mencionó en el punto 2.3.1, utilizar metanol en la mezcla con gasolina entrega una mejora en la eficiencia del vehículo, por ende, se vislumbra una oportunidad para esta empresa con el fin de producir un combustible más eficiente y amigable con el medio ambiente utilizando un metanol con una baja huella de carbono, entregando así a ENAP una oportunidad de cumplir sus metas establecidas y un producto de mayor calidad.

## Capítulo 3: Marco Teórico

### 3.1 Tipos de producción de hidrógeno con mínima huella de carbono

Para este estudio se analizarán 3 formas de obtener H<sub>2</sub>, a partir de biomasa, azul y verde. Existen otros métodos que también poseen una mínima huella de carbono, pero muchos de ellos no son posibles para el contexto del país o poseen requerimientos que hacen difícil su uso.

#### 3.1.1 Hidrógeno a partir de biomasa

La producción de hidrógeno a partir de biomasa es una alternativa atractiva para alcanzar el objetivo de NZE. La biomasa consiste en materia orgánica de origen vegetal o animal, esta puede ser utilizada como fuente de energía quemándola o convirtiéndola en líquido o gas mediante varios procesos. Algunos ejemplos de biomasa son madera o desechos de esta, residuos agrícolas, algunos residuos urbanos como papel, lana o algodón, y residuos de animales o humanos (EIA, 2023). La conversión de biomasa a través de la combustión de esta produce la misma cantidad de GEI que el uso de combustibles fósiles. Sin embargo, el uso de combustibles fósiles libera a la atmósfera CO<sub>2</sub> que estaba capturado por fotosíntesis millones de años atrás por lo que la emisión de este gas cuenta como “nuevo” agravando más el efecto invernadero. Por otro lado, la quema de biomasa libera CO<sub>2</sub> que fue capturado anteriormente por la biomasa por lo que existe un balance (NREL, 2020).

La obtención de H<sub>2</sub> a partir de esta materia prima puede llevarse a cabo mediante 3 tipos de tratamientos, Biológicos, Termoquímicos y Electroquímicos.

- Tratamiento Biológico: Se puede utilizar microorganismos para la producción de H<sub>2</sub>, estos utilizan la biomasa como fuente de alimento y a partir de su metabolismo se obtiene diversos productos entre los cuales destacan H<sub>2</sub>. Existen 2 caminos para este proceso, la fermentación fotosintética que utiliza la energía solar para convertir la biomasa en H<sub>2</sub>. Este proceso es de por sí bastante nuevo por lo que sus costos son muy elevados. Por otro lado, existe la “fermentación oscura” (“*Dark fermentation*” en inglés), esta descompone la biomasa a partir de bacterias anaeróbicas que crecen en la oscuridad. A diferencia del proceso anterior, la fermentación oscura es el tratamiento de este tipo que más promete, sin embargo, en comparación con los procesos que más adelante se van a discutir sigue siendo costosa debido a que la producción de H<sub>2</sub> es bastante baja al evaluarlo frente a los demás caminos (Ahlström, 2020).
- Tratamiento Termoquímico: La conversión de biomasa a partir de este método suele ser mediante dos tipos de tecnologías, gasificación y pirolisis. La gasificación es la descomposición de biomasa a elevadas temperaturas con un ambiente limitado en oxígeno. Dependiendo de las condiciones de operación como la temperatura, catalizador y medio de gasificación, se obtiene un gas en distintas composiciones de H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, hidrocarburos y residuos (Ahlström, 2020) (Lepage, *et al.*, 2021). La pirolisis es similar a la gasificación también es la descomposición de la biomasa a temperatura similar, pero con la diferencia de que es un medio en ausencia de oxígeno. Este proceso obtiene como producto un gas similar al de gasificación con la inclusión de

una fracción líquida llamada aceite pirolítico que es referido a veces como “bio-oil” el cual puede ser utilizado como combustible para el proceso mismo o ser vendido (Ahlström, 2020) (Lepage, *et al.*, 2021).

- Tratamiento Electroquímico: Este proceso utiliza la electrolisis biológica similar a la electrolisis de agua con la diferencia de que la reacción ocurre en el ánodo y no en el cátodo, además de que utiliza biomasa como materia prima. Este proceso es más eficiente energéticamente que la electrolisis de agua, no obstante, es más caro debido a que la biomasa es más costosa que el agua (Ahlström, 2020).

### 3.1.2 Hidrógeno azul

El hidrógeno azul es uno de los tantos colores que se le atribuye a este gas. Este color en particular se le atribuye a la producción de hidrógeno a partir de gas natural con el proceso SMR, pero utilizando un método de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCS) (Nationalgrid, 2023). Este método suena atractivo porque no requiere renovar por completo la infraestructura ya usada en la industria y solo agregar un proceso extra, además es una solución intermedia para la transición a otras energías. Sin embargo, este método posee desventajas, como el costo de CCS que pueden llegar a ser altos debido a que se requiere infraestructura significativa lo que aumenta el costo de este. Además, existe un riesgo permanente a fugas de este gas por lo que su eficacia no es del 100% frente a otros métodos (Zapantis, 2021). La Figura 3 corresponde a un diagrama resumen de este proceso.

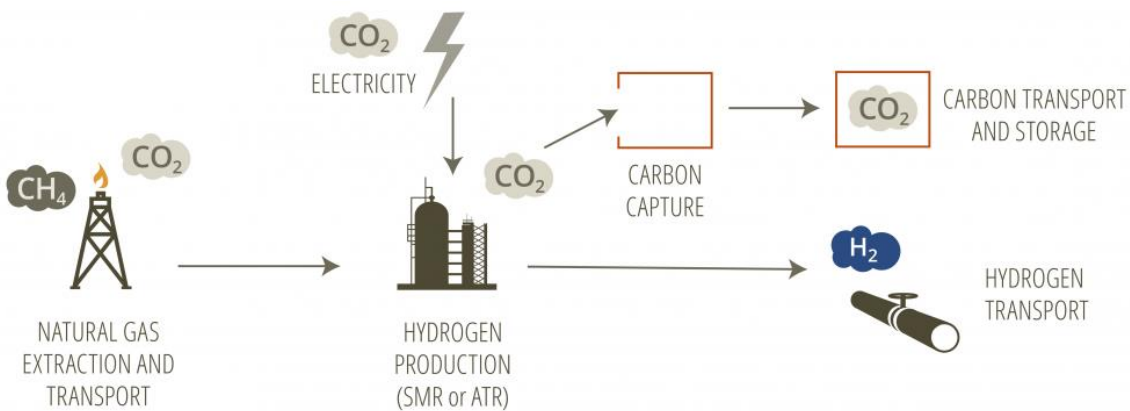


Figura 3 Esquema de producción de hidrógeno azul (Gorski, *et al.*, 2021)

### 3.1.3 Producción de hidrógeno verde

Otra alternativa de producir H<sub>2</sub> es a través de un electrolizador. Este dispositivo utiliza la electricidad para dividir el agua (H<sub>2</sub>O) en dos componentes básicos; H<sub>2</sub> y O<sub>2</sub> a partir del proceso llamado electrolisis. El electrolizador consiste en un cátodo (electrodo negativo), un ánodo (electrodo positivo) y un electrolito. Este último corresponde a una sustancia que contiene iones libres, los cuales permiten la conducción eléctrica, puede ser una solución líquida, una membrana sólida o una cerámica de alta temperatura dependiendo del tipo de electrolizador. La reacción en los cátodos y ánodos difieren según el tipo de electrolizador, pero en general la reacción que ocurre en toda la celda es siempre la misma.



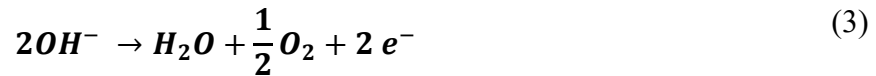
Los 3 principales electrolizadores y que se estudiarán en este trabajo son los siguientes:

- Electrolizadores alcalinos (AEL): Utiliza una solución de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) como electrolito. Este es uno de los electrolizadores más antiguos siendo utilizado a gran escala desde 1927, posee un coste de inversión bajo, una vida útil larga (60,000 horas aproximadamente) y actualmente alcanza las mayores producciones nominales (>100 MW) sin necesidad de materias primas críticas. Sin embargo, este tipo de electrolizador no es tan robusto a otros debido a que es más sensible a las impurezas en el gas producido debido a que se puede disolver en el electrolito (Shiva y Hankwon, 2022) (Hussy, 2023).

En este electrolizador la reacción en el cátodo es la siguiente:



Mientras que en el ánodo:



La siguiente Figura corresponde a un electrolizador AEL.

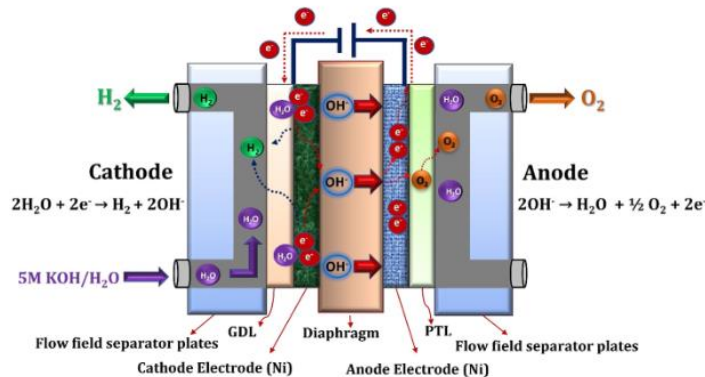


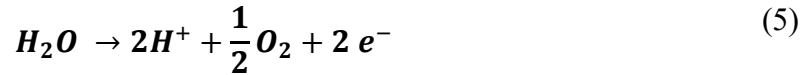
Figura 4 Esquema de electrolizador AEL (Shiva y Hankwon, 2022)

- Electrolizador de Membrana de Intercambio de Protón (PEM): Este tipo de electrolisis funciona en un medio ácido por lo que debe utilizarse metales preciosos como Iridio y Platino para proteger los electrodos de la corrosión. Como dice el nombre se utiliza una membrana para el intercambio de protones que se genera esta es de plástico a prueba de gases, esto le permite alcanzar altas purzas (99.9-99.9999%), además este posee un arranque en frío de tan solo 15 min, lo que lo hace más rápido que otros tipos de electrolizadores (Shiva y Hankwon, 2022) (Hussy, 2023).

En este caso la reacción en el cátodo es la siguiente:



Y en el ánodo:



La siguiente Figura es una representación gráfica de una celda PEM.

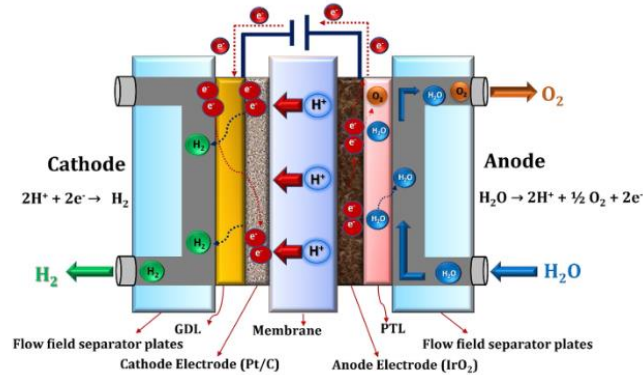
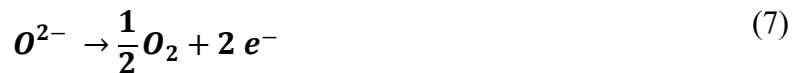


Figura 5 Esquema de electrolizador PEM (Shiva y Hankwon, 2022)

- **Electrolizador de Óxido Sólido (SOEL):** En este electrolizador los dos electrodos están separados por un óxido de sólido que conduce los iones de oxígeno. Es importante mencionar que este electrolizador trabaja a altas temperaturas llegando a 700-850 °C, para poder alcanzar tales temperaturas se utiliza vapor sobrecalentado y alguna fuente de calor externa como el calor residual de la misma industria. Uno de los factores prometedores de esta tecnología particular es su alta eficiencia alcanzando así un 89%, no obstante, esta eficiencia solo es a escala a laboratorio debido a que todavía se encuentra en desarrollo (Hussy, 2023) (Shiva y Hankwon, 2022). Sin embargo, las corrientes de salida deben ser enfriadas posteriormente lo que supondría un mayor gasto en refrigerante. En esta celda la reacción en el cátodo es la siguiente:



Y en el ánodo:



A continuación, una Figura que muestra el proceso dentro de una celda SOEL.

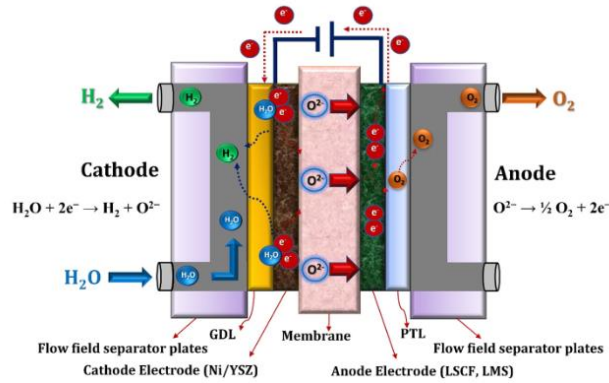


Figura 6 Esquema de electrolizador SOEL (Shiva y Hankwon, 2022)

Para resumir las 3 tecnologías se incluye la siguiente tabla que muestra las reacciones ocurridas en cada uno de los componentes, además de valores operacionales y algunos costes.

Tabla 2 Comparación electrolizadores AEL, PEM y SOEL (Shiva y Hankwon, 2022) (Hussy, 2023)

	AEL	PEM	SOEL
Reacción en Ánodo	$2OH^- \rightarrow H_2O + \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$	$H_2O \rightarrow 2H^+ + \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$	$O^{2-} \rightarrow \frac{1}{2}O_2 + 2e^-$
Reacción en Cátodo	$2H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + 2OH^-$	$2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$	$H_2O + 2e^- \rightarrow H_2 + O^{2-}$
Electrolito	KOH/NaOH (5M)	Electrolito polimérico sólido (PFSA)	Zirconia estabilizada con Itria (YSZ)
Densidad de corriente nominal A/cm <sup>2</sup>	0.2-0.8	1.0-2.0	0.3-1
Voltaje V	1.4-3.0	1.4-2.5	1.0-1.5
Temperatura Operacional °C	70-90	50-80	700-850
Presión en la celda bar	<30	<70	1
Pureza de H <sub>2</sub> %	99.5-99.9998	99.9-99.9999	99.9
Eficiencia %	50-78	50-83	89
Vida Útil horas	60,000	50,000-80,000	20,000
Área del Electrodo cm <sup>2</sup>	10,000-30,000	1500	200
Estado de desarrollo	Madura	Comercialización	Estudio y Desarrollo
Coste Capital de 1 MW USD/kW	270	400	>2000

Como se mencionó anteriormente, este proceso requiere de energía eléctrica para funcionar la cual se puede obtener mediante fuentes renovables como energía solar, mareomotriz, eólica, etc. Este suministro de electricidad le da el sello “verde” a este método debido a que no posee ninguna emisión de GEI durante toda la producción de hidrógeno. En la actualidad las dos fuentes más utilizadas son solar y eólica. La elección de estas dos fuentes depende de las condiciones meteorológicas de la zona. Es por ello la elección de la zona geográfica donde se quiere construir la planta es una de las decisiones más importantes, por eso es uno de los enfoques de este estudio. Zonas con mayor exposición al sol o fuertes vientos son preferibles para asegurar una producción continua y con menor coste.

Las celdas de electrolisis requieren una pureza mínima de agua debido a que las impurezas del agua como iones metálicos o minerales de calcio, magnesio o cloro pueden obstruir la membrana y reducir su eficiencia. Además, en el caso de las celdas PEM que utilizan catalizadores con metales preciosos como por ejemplo el platino pueden ser envenenados por estas impurezas reduciendo así la vida útil de la celda. Finalmente, los depósitos de los minerales pueden deteriorar otros componentes internos y en algunos casos generar corrosión. Por ende, los fabricantes de electrolizadores recomiendan usar agua con una conductividad menor a  $1 \mu\text{S}/\text{cm}$  (Becker, *et al.*, 2023).

Para lograr la purificación adecuada para estas celdas se puede utilizar la Osmosis Inversa. Este proceso es una separación por membrana que usa la diferencia de presión para purificar una solución. Para esto se aplica una presión sobre la solución que sea superior a la presión osmótica de este para que se difunda el líquido en la membrana, obteniendo así una solución de menor concentración (Metcalf y Eddy, 2014). La Figura 7 muestra el proceso anteriormente mencionado.

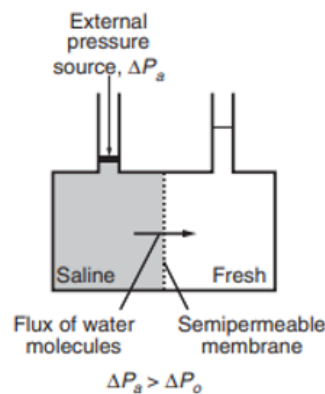


Figura 7 Esquema del proceso de Osmosis Inversa (Metcalf y Eddy, 2014)

A partir de este proceso es que se obtienen dos corrientes la de rechazo, compuesta por la salmuera de mayor concentración y el permeado que consiste en el agua con alta pureza apreciable en la Figura 8. Este proceso rechaza el 90 % de los sólidos y que en soluciones de una salinidad menor a 35,000 mg/L se obtiene una recuperación entre 80-85% (Metcalf y Eddy, 2014).

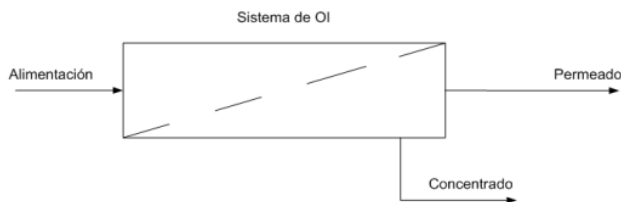


Figura 8 Aplicación de la osmosis inversa (Tecca, 2023)

## 3.2 Obtención de carbono

Para la producción de metanol se requiere alguna fuente de carbono ya sea monóxido o dióxido de carbono. El presente estudio estudia 3 posibilidades que buscan disminuir la huella de carbono de ENAP y participar en el proceso de descarbonización del país.

### 3.2.1 Compra de carbono a cervecerías

Una de las formas de obtener CO<sub>2</sub> es a partir de la compra de este gas a alguna empresa que deseché este gas y le quiera dar valor económico. Una de estas empresas puede ser alguna productora de cervezas las cuales producen una gran cantidad de CO<sub>2</sub> durante el proceso de fermentación. Este CO<sub>2</sub> puede ser capturado y comprado por ENAP y utilizarlo para la producción de metanol. Existen diversas cervecerías en el país como la Compañía de Cervezas Unidas (CCU) produciendo cervezas a largo del país como Escudo, Cristal, Austral, etc.

### 3.2.2 Captura Directa de Aire (DAC)

No solo las industrias producen CO<sub>2</sub>, también existen otras fuentes que producen este gas como por ejemplo el transporte diario. Es por esto que compañías han estado desarrollando tecnología capaz de capturar el CO<sub>2</sub> que se encuentra en la atmósfera. Para esto compañías como *Carbon Engineering* y *Climeworks* aseguran poder capturar las emisiones de CO<sub>2</sub> del aire y almacenar. Para este proceso se utiliza un ventilador situado en el interior de un colector. Luego este pasa por un filtro que captura el CO<sub>2</sub>. Cuando el filtro este lleno, el colector se cierra y se eleva la temperatura a 100 °C liberando el CO<sub>2</sub> del filtro teniendo así el gas listo para ser almacenado o utilizado en otros procesos (Carbon Engineering, 2018) (Climeworks, 2023).

### 3.2.3 Captura de carbono interno utilizando MEA

Existe la posibilidad de reutilizar el CO<sub>2</sub> producido durante el proceso de refinación del combustible para la producción de metanol. Para la captura de este se puede utilizar Mono-Etanol-Amina (MEA) mediante absorción química.

Este proceso utiliza este químico para primero absorber el CO<sub>2</sub> de una corriente gaseosa, esta después ingresa a una columna regeneradora donde se separa la MEA del CO<sub>2</sub> para obtener una fuente gaseosa de CO<sub>2</sub>. En la Figura 9 se puede apreciar un diagrama básico del proceso de captura de CO<sub>2</sub>.

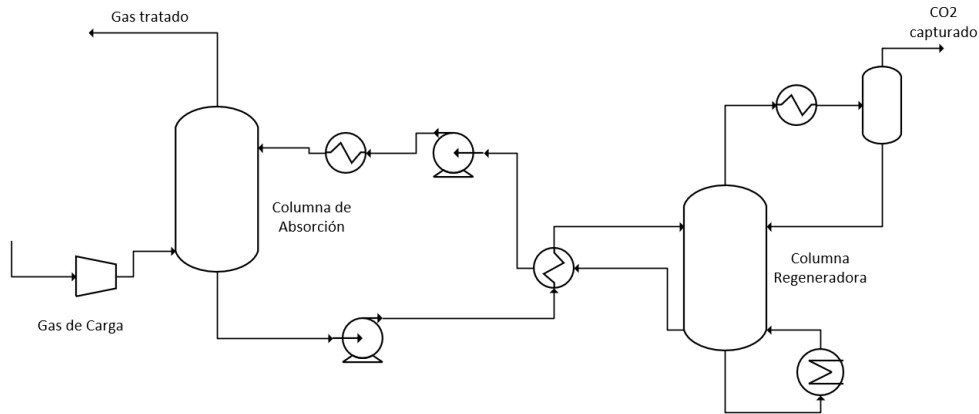
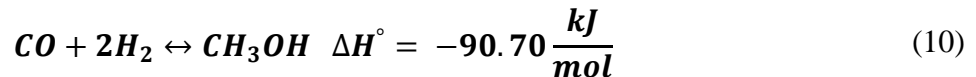
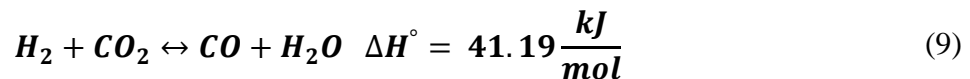
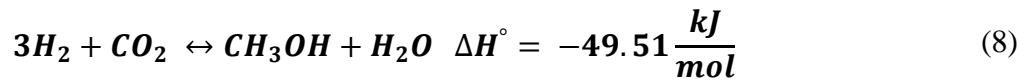


Figura 9 Diagrama de proceso de captura de CO<sub>2</sub> con regeneración térmica de MEA

Como se ve en la figura el gas a tratar con contenido de CO<sub>2</sub> entra a una columna de absorción por la parte inferior de esta, mientras que la MEA por la parte superior. El CO<sub>2</sub> es capturado por la MEA y sale por la parte inferior mientras que el gas tratado por la superior. La corriente inferior se precalienta con un intercambiador de calor que utiliza la MEA regenerada posteriormente. La MEA+CO<sub>2</sub> entran a la columna regeneradora donde a través de un calefactor. Este recupera la energía de condensación de vapor de baja presión (LPV) para revertir la reacción de MEA y CO<sub>2</sub>. El disolvente regenerado se utiliza para precalentar la corriente de alimentación previamente mencionada e ingresar nuevamente a la columna de absorción. Finalmente, la corriente superior se condensa e ingresa a un separador así obteniendo una corriente de CO<sub>2</sub> con una pureza de 99.9 % siendo el resto vapor (IEAGHG, 2019) (Gutiérrez, 2024).

### 3.3 Reacción catalítica

Para la producción de metanol a partir de gas de síntesis se suele utilizar una reacción catalítica. En el reactor se produce principalmente las siguientes reacciones:



Se puede apreciar que las reacciones 8 y 10 son exotérmicas y que debido al principio de Le Chatelier la producción de metanol va a ser favorable al operar a temperaturas bajas y presiones altas (Blumberg, *et al.*, 2017). La ecuación 9 es llamada *Reverse Water Gas Shift Reaction* (RWGS), esta reacción produce agua y monóxido de carbono por ende se quiere minimizar la

producción de estas, pues trae impurezas y utiliza materias primas. Es por ende que se trabaja con un catalizador de Cobre-Óxido de Zinc con Oxido de Aluminio (Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) para favorecer la producción de metanol y disminuir la producción de agua.

En el presente trabajo se evaluaron 2 posibles alternativas que consideraron parámetros como: pureza, impacto ambiental y costos asociados a la operación. Las tecnologías seleccionadas para este proceso son *Imperial Chemical Industries* (ICI) y Lurgi.

### 3.3.1 Proceso ICI

El proceso ICI fue diseñado por la empresa del mismo nombre en el año 1972, es desde ese entonces que es la tecnología más usada en el mundo con un 67% (Velázquez, 2011). Esta alternativa trabaja a presiones relativamente bajas de 50-100 atm y temperaturas de 200-300 °C dependiendo del catalizador que se utilice. El reactor utilizado corresponde a uno de lecho fluidizado el cual debe poseer un sistema de refrigeración debido a que la reacción como se mencionó anteriormente es altamente exotérmica. Una de las ventajas de este proceso es que no requiere alguna fuente externa para el enfriamiento debido a que la corriente de carga se separa en dos, la primera ingresa por la parte superior del reactor mientras que la segunda atraviesa el reactor y lecho para así mantenerlo a una temperatura estable.

### 3.3.2 Proceso de Lurgi

Este proceso es usualmente utilizado para el reformado de gas natural, pero también se puede aplicar en este caso. Trabaja a temperaturas y presiones similares a ICI (220-300 ° C y 50-100 atm). Este reactor posee un enchaquetado por donde pasa el refrigerante, además el reactor posee una naturaleza de lecho fijo. (Chen, *et al.*, 2011) El gas efluente se enfría hasta 40°C para recircular y obtener una mayor conversión, luego el gas enfriado entra a un proceso de destilación para separar el agua del metanol y así obtener la pureza deseada (Pérez, 2018).

### 3.3.3 Comparación de procesos

A partir de lo mencionado anteriormente se construye la siguiente tabla comparativa entre estos dos procesos que toma en consideración, variables de operación clave y sus principales ventajas/desventajas.

*Tabla 3 Comparación de Procesos de para la producción de metanol (Chen, et al., 2011) (Pérez, 2018) (Velázquez, 2011)*

Proceso	Presión de operación	Temperatura de operación	Ventajas	Desventajas
Proceso ICI	50-100 atm	250-300 °C	Menores costos de operación	Requiere Syngas con proporciones específicas
Proceso Lurgi	50-100 atm	220-300 °C	Adecuado para plantas de gran capacidad Alta robustez en composición de gas de carga	Posee mayor costo

### 3.4 Purificación de Metanol

El metanol proveniente del reactor viene con agua y otros elementos que no reaccionaron. Es por esto que se requiere una purificación del metanol para alcanzar la pureza requerida para el transporte que corresponde a 99.85% y un contenido máximo de 0.1% de agua en peso (Methanol Institute, 2020). Para lograr esto se suele usar separadores con el fin de eliminar de la corriente de metanol los gases no condensables como el Syngas que no reaccionó ( $H_2$ ,  $CO_2$ ,  $CO$ , etc.). Para esto se enfría la corriente que sale del reactor hasta alcanzar la temperatura de condensación del metanol y separar en dos corrientes el flujo, la corriente superior corresponde a los gases no condensables los cuales se recircularan para asegurar la máxima obtención de metanol.

Además, de producir metanol en la reacción esta produce agua la cual también debe ser separada del producto para alcanzar la pureza necesaria. Debido a que este químico es miscible en agua se debe utilizar procesos de separación adecuados para este caso (YPF Química, 2024). Por consecuencia se pueden utilizar procesos de separación como la destilación o la adsorción por silica gel.

#### 3.4.1 Destilación

La destilación es un proceso de separación que utiliza la diferencia de volatilidades de los componentes de un flujo de entrada. Para esto se alimenta una columna por uno de los lados de esta. Al fondo de la columna se calienta la mezcla líquida haciendo que el líquido con un menor punto de ebullición pase a una fase gaseosa mientras que el otro se lleva por el fondo a otra unidad. La fase gaseosa llega al tope de la torre donde se condensa y se separa en dos corrientes, una es el producto y la otra es una corriente de reflujo que asegura que la pureza del producto sea alcanzada. Para mejorar la transferencia de materia de esta la torre posee platos a su interior que aumentan el contacto líquido-gas para aumentar la pureza y no requerir una torre de gran altura (Treybal, 1988). La Figura 10 corresponde a un diagrama de una torre de destilación.

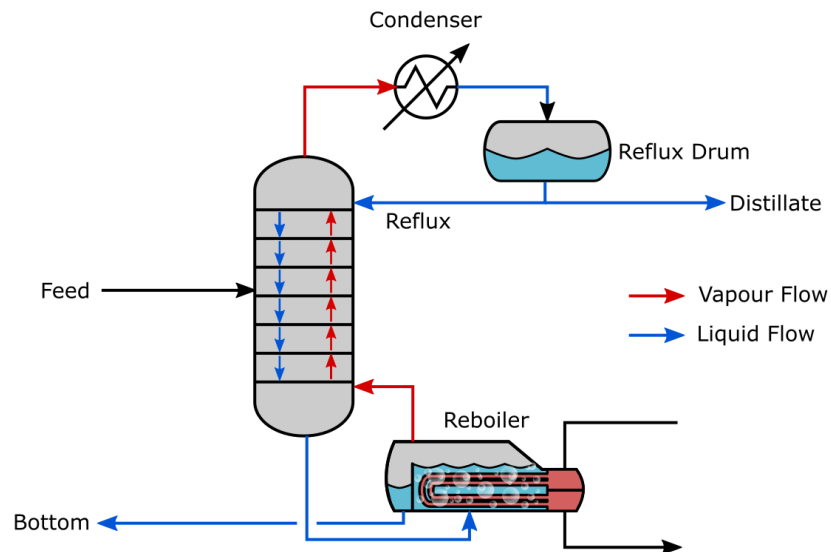


Figura 10 Diagrama de proceso de destilación (SAVREE, 2024)

### 3.4.2 Adsorción

Por otra parte, existe el proceso de adsorción, este corresponde al fenómeno en el que las moléculas de un gas, líquido o soluto se adhieren a la superficie de un sólido o líquido formando así una capa alrededor de este. Este se diferencia de la absorción en que en este último existe una difusión de las moléculas en el material (Treybal, 1988). La Figura 11 muestra la diferencia entre estos dos procesos.

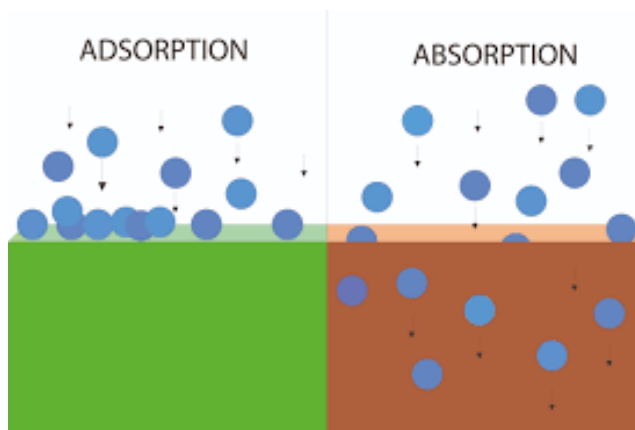


Figura 11 Diagrama del proceso de adsorción y absorción (Ringbach, 2023)

## 3.5 Transporte de Metanol por vía marítima

Como se mencionó anteriormente, el metanol es una sustancia altamente inflamable y que inhalar puede traer efectos adversos a la salud humana. Es por esto que el transporte de este es regulado por distintas normas internacionales, además los buques deben estar preparados para el transporte de este como la carga y descarga, de manera similar los puertos deben estar correctamente equipados para el manejo de este material.

### 3.5.1 Regulaciones del transporte

Para las regulaciones de transporte de químicos vía marítima se tiene que tomar en consideración la construcción y equipamiento del buque, y la operación y entrenamiento de la tripulación. Estas son en su mayoría de carácter internacional debido a que el transporte de estos químicos suele ser entre países. De estas regulaciones se destacan 6.

- 1 *International Bulk Chemical Code (IBC)*: Este reglamento se puede considerar el más importante de todos en el transporte marítimo de metanol debido a los siguientes puntos (Yildirim, 2023).
  - Estándares de Construcción y Diseño: El reglamento establece cuales son los requisitos para los materiales para determinar si sus estanques y tuberías son apropiados para el manejo de estos químicos. Esto con el fin de evitar contaminación y corrosión. De manera similar se establece el diseño que deben poseer los tanques de carga para minimizar el riesgo de posibles fugas y la ubicación de estos en el buque.

- Medidas de Seguridad y Equipamiento: El equipamiento de seguridad que se tiene a bordo debe poseer sistemas de detección y extinción de incendios incluyendo rociadores automáticos y sistema de espuma. También se debe tener un sistema de control de vapor para la recuperación de estos y así evitar emisiones de vapores tóxicos e inflamables durante la carga y descarga.
  - Procedimientos operativos: Esta sección contiene tanto para el procedimiento de carga y descarga correctas con el fin de minimizar el riesgo de derrames y explosiones. Además de los requisitos en la capacitación de la tripulación para el manejo de químicos y respuesta a emergencias.
  - Clasificación de Productos Químicos: El IBC clasifica a los químicos en 3 tipos dependiendo de su nivel de peligrosidad, estos son tipo 1, 2 y 3. Dependiendo del tipo de químico que se transporte varía el diseño del buque.
  - Cumplimiento Internacional: Este código es usado de manera internacional para facilitar el comercio global. Es por ello que se realiza una armonización de las normas para dar un marco común para la construcción y operación de estos buques.
- 2 Convenio “*Safety Life at Sea*” (SOLAS): este convenio internacional es para la seguridad humana en el mar, el cual establece las medidas de seguridad generales para todos los buques. En este destacan los capítulos II-2 para las disposiciones especiales para la protección contra incendios y explosiones. Y el capítulo VII para el transporte de mercancías peligrosas como productos químicos (Yildirim, 2023) (OMI, 1980).
  - 3 *International Convention for the Prevention of Pollution from Ships* (MARPOL): El Anexo II de este acuerdo internacional especifica las regulaciones para sustancias líquidas nocivas transportadas a granel (IMO, 2019).
  - 4 *International Safety Management Code*: Este código asegura de que las navieras operen de manera segura y protejan al medio ambiente. Es por ello se implementa un sistema de gestión de seguridad para las operaciones de este (Yildirim, 2023).
  - 5 *International Code of Safety for Ships using Gases or other Low-flashpoint Fuels* (IGF): Este aplica al transporte de metanol debido a ser altamente inflamable. Es así como se toma en consideración sistemas de ventilación y seguridad ante incendios (IMO, 2019).
  - 6 Regulaciones Nacionales: Es importante destacar que no solo aplican la normativa chilena, sino la normativa del país bandera del buque, es decir el país en donde este buque está registrado. Para la operación en aguas chilenas se van aplican las siguientes normas:
    - Reglamentos de Seguridad para Buques Mercantes Nacionales: Son las normas para la construcción, equipamiento y operación de todo tipo de buque mercante (incluye a los buques quimiqueros). Este reglamento se alinea con los estándares internacional cubriendo seguridad contra incendios, medidas de prevención de la contaminación, equipo de protección personal y procedimientos de emergencia (Armada de Chile, 2021).
    - Reglamento de Control de Contaminación Acuática: Es promulgado por el Ministerio del Medio Ambiente, este incluye medidas para prevenir y controlar la contaminación del agua por parte del buque. En específico se ve el manejo de residuos peligrosos, la descarga de productos químicos y otros contaminantes y el equipamiento de control de derrames (BCN, 2004).

- Normativas sobre el Transporte de Sustancias Peligrosas: Esta normativa está alineada con el código IBC comentado anteriormente. Entre sus disposiciones se encuentran, clasificación de productos químicos peligrosos, requisitos de embalaje y etiquetado, y procedimientos de emergencia y manejo seguro (Armada de Chile, 2021).
- Inspecciones y Certificaciones por la Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante (DIRECTEMAR): La institución DIRECTEMAR realiza inspecciones periódicas y certifica que los navíos cumplan con las normativas nacionales e internacionales, incluyendo inspecciones de seguridad, certificación de equipamiento y verificación de la capacitación de la tripulación (Armada de Chile, 2021).
- Cumplimiento de códigos ISM e IBC: Chile es miembro de la Organización Marítima Internacional (IMO) por lo que se adhiere a estos códigos de gestión de seguridad (Armada de Chile, 2021).

### 3.5.2 Tipo de Buques

Como se mencionó en antecedentes generales, el metanol es un compuesto que debe ser manipulado con cuidado siguiendo distintas normas para evitar posibles accidentes. Es por esto que el buque que transporta este material debe estar equipado para el transporte de este. Es por ello que existen los buques quimiqueros (*Chemical Tankers*). Estos buques están especializados en el transporte de químicos como fenoles, amoníaco, gasolina, metanol, etc. (García, 2012) La capacidad de estos buques varía entre 5000 y 59000 DWT lo que lo hace más pequeño que otros buques.

Existen 3 tipos de buques quimiqueros.

- 1 Tipo 1: Son los buques con las medidas de seguridad más rigurosas de estos. Están diseñados para el transporte de los químicos más peligrosos para el ambiente, es por ello que toman medidas especiales como la ubicación de sus estanques dentro del buque y este debe estar diseñado para soportar los ambientes más severos.
- 2 Tipo 2: Estos también transportan químicos peligrosos que también requieren medidas de seguridad estricta, pero menos rigurosas que los de Tipo 1. Estos buques suelen ser usados para el transporte de metanol.
- 3 Tipo 3: Estos son para los químicos que presentan un peligro moderado y por ende poseen menores medidas para el cuidado de estos. La mayoría de los buques quimiqueros caen en esta categoría. Estos también pueden transportar metanol.

Para el transporte de metanol se suele usar los Tipo 2 y 3, debido que a pesar de los riesgos que posee el transporte y almacenamiento de este, estos no justifican el uso de un buque Tipo 1. Cabe destacar que los buques Tipo 2 y 3 no se quedan atrás en seguridad. Estos navíos están hechos de materiales adecuados para el transporte de este químico además de poseer sistemas de gas inerte para prevenir explosiones en el transporte (IMO, 2019) (Yildirim, 2023).

### 3.5.3 Puertos

La existencia de un puerto apto para el transporte de metanol es fundamental para llevar a cabo el proyecto si es que se decide tomar en consideración la opción de producir el metanol en Punta Arenas. Para esto se tienen que identificar los puertos disponibles y si estos cumplen con los requerimientos para el transporte de este combustible. ENAP posee puertos en la región de Valparaíso y Magallanes aptos para el transporte de este producto, por ende, esto no presenta problema alguno ni coste adicional en la construcción de un nuevo puerto.

### 3.5.4 Ruta Marítima

La ruta que tomen los buques es esencial debido a que a partir de esta se define el tiempo que tomara transportar el metanol y por ende la capacidad de estanque que se debe tener en la planta para poder almacenar el producto. De manera similar se debe tener un estanque preparado en Aconcagua capaz de guardar el metanol por el tiempo necesario. Además, la distancia y tiempo que tarde esta tendrá una gran influencia en el coste operacional.

## Capítulo 4: Diseño del Proceso

Para determinar cuánto metanol producir se tomará en consideración la carga promedio que puede transportar un buque químico que corresponde a aproximadamente 20,000 m<sup>3</sup>. Esta cifra se planea alcanzar anualmente debido a que este proyecto posee un alto riesgo debido a que la producción de tecnologías más amigables con el medio ambiente tiende a ser más costosas. Por ende, se planea realizar un proyecto a menor escala que permita comparar las ventajas meteorológicas que posee la región austral de Magallanes para la producción de H<sub>2</sub> de ciertos tipos y las ventajas de transporte que posee la región de Valparaíso.

El presente capítulo tiene como objetivo analizar las distintas operaciones unitarias que se requieren para alcanzar esta meta. Se analizará el proceso de manera general, luego las distintas etapas, como la obtención de materias primas, tecnología y proceso para la producción de metanol y purificación. Finalmente se determinará como se diseñará este proceso.

### 4.1 Elección del proceso y tecnologías a usar

#### 4.1.1 Diagrama de bloques General

El proceso de obtención de metanol sigue la siguiente secuencia. Primero se obtienen las materias primas que corresponden a hidrógeno y carbono para la formación de MeOH, dependiendo de la obtención de estas el proceso aguas abajo va a cambiar por ende se debe realizar un estudio comparativo sobre los distintos métodos de obtención de estas, principalmente de hidrógeno. Esto se debe a que dependiendo de la obtención de este gas es que la obtención de carbono va a variar.

Seguido de la obtención de las materias primas es que viene el condicionamiento de estos gases que incluye presión y temperatura. Estos dependen de la siguiente etapa del proceso que es la conversión de los gases de entrada a metanol. La tecnología por utilizar influirá en el diseño del reactor y el proceso. Finalmente vienen las últimas dos etapas que corresponden a la purificación del metanol y el almacenamiento. En la Figura 12 se puede ver un diagrama de bloque que resume el proceso a seguir.

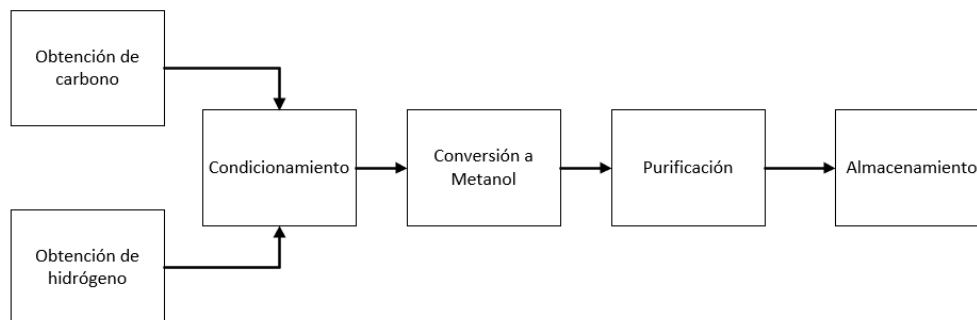


Figura 12 Diagrama de bloques General

#### 4.1.2 Fuente de hidrógeno a utilizar

Los tres procesos mencionados anteriormente en el punto 3.1 son excelentes métodos para producir  $H_2$  con una mínima huella de carbono. Los 3 poseen ventajas y desventajas por lo cual se debe analizar estas para tomar la decisión de cual usar.

El hidrógeno a partir de biomasa es una excelente alternativa debido a factores como la obtención de no solo el  $H_2$  deseado, sino también produce  $CO$  y  $CO_2$  que son compuestos necesarios para la producción de metanol, además de producir subproductos que pueden ser útiles. Sin embargo, este proceso requiere una cantidad considerable y constante de biomasa para funcionar. Es por eso que hay que estudiar si existe la disponibilidad de este en la zona para abaratar costes de transporte. En las regiones que se estudian existe este problema, por un lado, fuentes de biomasa en la Región de Valparaíso puede que no sean un problema debido a que existe más cercanía con empresas madereras que pueden proporcionar desechos forestales que son una fuente excelente de biomasa, pero en Magallanes la situación es distinta. La disponibilidad en la región de biomasa apta para este proceso es escasa por lo que obtener los volúmenes requeridos para este proyecto supone un desafío. Además, hay que señalar que la humedad de la biomasa es un factor esencial en procesos termoquímicos la cual es alta en esta región por lo que se presenta otra dificultad (Ministerio de Energía, 2017).

El hidrógeno azul es una alternativa bastante atractiva debido a que es un proceso que no requiere grandes cambios en la infraestructura. Debido a que la materia prima es gas natural ENAP no posee problema alguno para la producción de este debido a que ya se trabaja hoy en día con este gas. Además, el costo de  $H_2/kg$  no aumenta en gran medida en comparación a otros métodos. A pesar de esto el gran desafío de esta alternativa es la infraestructura de todas maneras. El  $CO_2$  capturado debe ser almacenado lo que requiere expandir constantemente y construir más tanques de almacenaje lo que en algunos casos donde el espacio es limitado un problema. Existen alternativas para esto como es el ejemplo de Shell que desde el año 2015 ha capturado y almacenado sobre 9 millones de toneladas de  $CO_2$  en reservas subterráneas en Scotford, Canadá (Duffler, 2024). Esta alternativa se ve atractiva para ENAP Magallanes, debido a que en la región existen reservas de este tipo, por ende, estudios para el implemento de esta alternativa suena prometedor. Sin embargo, estas alternativas son de corto a mediano plazo debido a que las reservas son finitas por lo que se debe buscar alternativas.

El hidrógeno verde ha ganado una gran popularidad en los últimos años debido a que parece una alternativa prometedora que posee 0 emisiones de GEI en su proceso de producción. Es por ello que se han generado grandes campañas para mejorar y abaratar los costes. La región de Magallanes posee vientos veloces y constantes por lo que el coste de producción de  $H_2$  es menor a otros países. Además, la localidad de Cabo Negro está cerca de un puerto por lo que transportar infraestructura y producto final posee una menor dificultad, similar a la región de Valparaíso. No obstante, hay que aclarar que el coste de producción sigue siendo elevado frente a las otras dos alternativas y más aún a la producción actual de hidrógeno, por ende, el estudio de este debe ser implementado de forma correcta.

La siguiente tabla presenta un resumen de los factores que se consideran para la elección de obtención de H<sub>2</sub> para este proyecto.

*Tabla 4 Comparación procesos de obtención de H<sub>2</sub> (Glenk y Reichelstein, 2019) (Al-Mufachi, 2015) (Bessarabov, 2018)*

Proceso	Materia Prima	Producto	Producción	Eficiencia	Estructura necesaria	Costo
Biomasa	Biomasa	Syngas	12-14kgBiomasa/kgH <sub>2</sub>	40-60%	Gasificador/Pirolisis	3-7 USD/kgH <sub>2</sub>
Azul	Gas Natural	H <sub>2</sub>	4.5-5.5 kgCH <sub>4</sub> /kgH <sub>2</sub>	60-65%	Equipo CCS	2-6 USD/kgH <sub>2</sub>
Verde	Agua y electricidad de fuentes renovables	H <sub>2</sub>	9 L agua/kg H <sub>2</sub> 50 kWh/kgH <sub>2</sub>	60-70%	Electrolizadores y Paneles solares/Aerogeneradores	3-7 USD/kg H <sub>2</sub>

Como se mencionó anteriormente la decisión de esta tecnología es clave para la toma de decisiones en otros sectores del proceso. Por ende, se decide seguir la alternativa de hidrógeno verde debido a la disponibilidad de los recursos, políticas energéticas que está tomando el mundo y país, ventajas que posee la región de Magallanes y este proyecto busca tener una vida útil prolongada. Cabe destacar que, en el caso del hidrógeno azul, este proceso se ve contraproducente, debido a que el metanol requiere una fuente de dióxido de carbono, por lo tanto, sería contraproducente almacenar este en vez de utilizarlo.

Para alcanzar la meta de producir 20,000 m<sup>3</sup> de metanol se propone utilizar un flujo de 605 kg/h de H<sub>2</sub> para alcanzarla.

#### 4.1.3 Tipo de Electrolizador

Debido a que se tomó en el punto anterior la decisión de utilizar hidrógeno verde es que se debe realizar un análisis de los electrolizadores del punto 3.1.3 correspondientes a las celdas alcalinas, PEM y SOEC.

Observando la Tabla 2 podemos notar las ventajas que poseen los tipos de electrolizadores sobre otros. En el caso de las celdas alcalinas se puede ver una tecnología mucho más madura que las demás, con años de experiencia y comercialización sobre las demás. Es así como este tipo de celda corresponde al 60 % de los electrolizadores instalados en el mundo, seguido por un 30 % por las celdas PEM y SOEC menos del 1 % (IEA, 2023). Por el lado operacional, las celdas alcalinas trabajan a temperaturas no altas al nivel de SOEC pero más alta que las PEM, y de manera similar con la presión de operación. Sin embargo, el punto más atractivo de este tipo de electrolizador es el coste capital el cual es el más bajo de los 3, el coste de este incluyendo el equipo, tratamiento de gas, monitoreo e ingeniería de la planta y construcción es de 1700 USD/kW, pero si se decide

invertir en una celda de origen chino se pueden alcanzar precios de 750-1300 USD/kW (IEA, 2023). No obstante, estas celdas son las con menor eficiencia de las 3 y no alcanzan la pureza de H<sub>2</sub> de las celdas PEM.

En el caso de las celdas SOEC, esta nueva tecnología se ve prometedora teniendo la eficiencia más alta de las 3, pero está en desarrollo todavía y no está lista para comercialización. Además, requiere altas temperaturas y posee la menor vida útil de todas.

Finalmente, las celdas PEM poseen la eficiencia más alta de todas y tiene una temperatura de operación baja, pero un coste mayor que las celdas alcalinas llegando a los 2000 USD/kW si se incluye todo el coste de la instalación y demás (IEA, 2023). Pero este electrolizador posee la ventaja sobre los demás que posee un arranque en caliente y en frío (*Hot SS* y *Cold SS*) en segundo y 5 minutos respectivamente, comparándolo con el alcalino que tiene un *Hot SS* a nivel de minutos y un *Cold SS* de más de 60 minutos (World Economic Forum, 2023). Este factor es crucial en la elección de electrolizadores debido a que se usará energía de fuentes renovables por consecuencia poseen fluctuaciones en el suministro de energía.

Para poder determinar qué tipo de electrolizador utilizar se tomarán en consideración los siguientes puntos:

1. Madurez de tecnología: Las celdas PEM poseen una mayor madurez tecnológica que las SOEC, pero menor que las alcalinas. Sin embargo, estas ya se encuentran a escala comercial y son utilizadas en varias industrias.
2. Eficiencia: Las celdas PEM son las celdas poseen una eficiencia mayor a las celdas alcalinas. Esta diferencia puede ser significativa en la rentabilidad del proyecto.
3. Variables de operación: Las celdas SOEC requieren de elevadas temperaturas para funcionar lo que trae consigo un mayor consumo de energía calorífica lo que conlleva a un gasto económico extra y posiblemente se requiera alguna especie de sistema de calefacción externo que pueda aumentar la huella de carbono de ENAP.
4. Arranque en caliente y frío: Como se explicó en el punto 4.1.3, las celdas PEM poseen un tiempo de arranque menor tanto en frío como en caliente que las celdas alcalinas. Este factor hace a las celdas PEM las más adecuadas para la producción de metanol a partir de hidrógeno verde debido a que el suministro de energía eléctrica a las celdas va a variar debido a que los aerogeneradores poseen una variación de producción de energía eléctrica considerable debido a las condiciones meteorológicas.

Estos 4 puntos principalmente hacen que las celdas PEM sean más adecuadas para este proyecto.

#### 4.1.4 Fuente de Carbono

Debido a la decisión de utilizar hidrógeno verde es que se debe buscar una fuente de carbono para la conversión de metanol. En el punto 3.2 se analizan 3 alternativas atractivas para la obtención de carbono.

Comprar CO<sub>2</sub> a alguna cervecería cercana puede ser una alternativa atractiva. El aumento de consumo de cerveza en Chile ha sido de un 31% en el 2023 frente al año anterior 2022 (EMR, 2023). Esto ha traído un aumento de la producción de este alcohol y por consecuencia emisiones

de CO<sub>2</sub> generado en el proceso de fermentación. Se visualiza una oportunidad de negocio con empresas de este tipo para comprar su gas y utilizarlo en el proceso de metanol. Como consecuencia, esto trae consigo un coste adicional en la compra de este gas y posiblemente una inversión adicional para purificar este gas. Además, se tiene que analizar el transporte de este gas desde las cervecerías a la planta, añadiendo otro coste.

Otra alternativa es la captura de CO<sub>2</sub>, esta es atractiva debido a que esta permite disminuir aún más la huella de carbono debido a que como dice su nombre captura el CO<sub>2</sub> que se encuentra en los alrededores. Esta opción permite producir metanol con una huella de carbono neutra o “verde” debido a que no solo es a partir de hidrógeno verde, sino que también el CO<sub>2</sub> es obtenido por esta tecnología (IRENA, 2021). Este sello verde es atractivo para la venta y promoción del producto dándole un valor agregado extra a este. Sin embargo, este método todavía se encuentra en desarrollo por ende la información técnica y económica de este es escasa.

Finalmente, la captura de carbono por MEA presenta una alternativa interesante debido a que es una tecnología madura en el mercado que además es posible de aplicar dentro de las distintas refinerías para así reducir la huella de carbono de la empresa. Otro aspecto clave es la alta tasa de pureza que se obtiene el CO<sub>2</sub> por lo que no requiere una etapa de purificación para el proceso. Entre las desventajas de este es el coste energético que tiene en la regeneración de la MEA, la corrosión de este químico y el impacto ambiental que genera (Barlow y Shahi, 2024).

Debido a que ENAP posee refinerías en ambos sectores y que la refinería de Magallanes se encuentra a las cercanías del muelle de Cabo Negro se toma la decisión de utilizar captura de carbón por MEA. Esto se debe a que este proceso no es nuevo y lleva una gran madurez en el mercado, por ende, el uso de esta tecnología no supone un problema técnico y posee un menor riesgo. Además, las refinerías que están en ambas regiones son fuentes aptas para la captura de CO<sub>2</sub> para la producción de metanol.

Por otro lado, la compra de CO<sub>2</sub> a cervecerías cercanas suena una alternativa atractiva, pero esto supone una compra de materia prima a un externo por lo que existirá un coste extra y dependencia de un tercero. Además, se requiere transportar el gas a la planta lo que lleva un aumento en el coste y huella de carbono para ENAP.

La captura de CO<sub>2</sub> del aire se presenta como una opción interesante, sin embargo, como se mencionó anteriormente esta tecnología es nueva y se tiene poca experiencia en esta lo que trae consigo un riesgo mayor.

A partir de todas estas razones es que se decide usar la captura de CO<sub>2</sub> por MEA lo que reducirá la huella de carbono de ENAP y además una mayor facilidad de obtener la materia prima para la producción de metanol, potenciando así la economía circular dentro de la empresa.

Para este proyecto se establece un flujo de alimentación de 4400 kg/h de CO<sub>2</sub>.

#### 4.1.5 Proceso y tipo de Reacción

La elección del proceso de conversión a metanol es crucial para el diseño del reactor. En el presente estudio se revisaron dos procesos, Lurgi e ICI. El proceso de Lurgi posee las ventajas presentadas

en la Tabla 3, entre las ventajas que más destacan es la robustez de este lo que presenta un fuerte atractivo para un proceso que se busca escalar. Sin embargo, este proceso posee altos costes de operación en comparación con el proceso ICI. Este último, requiere una composición específica de gas de entrada. Esta condición presentaría un problema en el caso de utilizar biomasa o similares, debido a que las composiciones que presentan estos varían y por ende la composición de gas supondría un problema para el proceso. No obstante, este no es el caso, debido a que se tomó la decisión de utilizar hidrógeno verde y el proceso de obtención de captura de CO<sub>2</sub> por MEA entrega una corriente de CO<sub>2</sub> de alta pureza. Aun así, este proyecto tiene como objetivo ser el primer paso a un proceso de gran escala por lo que el proceso Lurgi posee la mayor ventaja en este sentido.

A partir de esto es que se toma la decisión de trabajar con un reactor de lecho fijo que opere entre 50-100 atm y 220-300 °C.

#### 4.1.6 Purificación de metanol

Debido a que las reacciones de este tipo no suelen tener una conversión del 100% y que se producen componentes no deseados (como el agua en este caso) la corriente que sale del reactor no posee la pureza requerida para su transporte y comercialización. Por ende, estas impurezas deben ser removidas.

La corriente de salida del reactor está compuesta por H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O y CH<sub>3</sub>OH. Los 3 primeros compuestos poseen la característica de que a condiciones ambientales se encuentran en estado gaseoso. Es por esto que para removerlos se lleva la corriente de salida del reactor a presiones y temperaturas bajas (pero no extremas) para tener estos gases no condensables en estado gaseoso, mientras que el agua y metanol estarán en estado líquido. Para esto se utilizan separadores flash que llevan la corriente gaseosa por la parte superior del equipo y la líquida por la inferior.

Sin embargo, las especificaciones del producto requieren un % en peso de agua menor a 0.1% y de metanol del 99.85%. Además, debido a que el metanol corresponde a un alcohol este es soluble en agua, por lo que un decantador no sirve en este caso.

Para esto se tiene que utilizar otro proceso que permita separar ambos compuestos. Los procesos de destilación y adsorción pueden lograr este objetivo para poder decidir cuál utilizar en este proceso se confecciona la siguiente tabla comparativa.

Para este estudio se utiliza el proceso de destilación debido a los siguientes puntos:

- Proceso continuo: La destilación es un proceso continuo que no requiere pausar la operación en ningún momento a diferencia de la adsorción. Debido a que el material adsorbente pierde efectividad con el tiempo este debe ser cambiado constantemente, sin embargo, estas pausas pueden ser mitigadas teniendo más columnas de adsorción y un horario estricto para el uso de columnas (Treybal, 1988).
- Manejo de altos volúmenes: Similar al punto anterior, debido a que este proceso busca trabajar en un futuro con altos volúmenes de metanol y agua es que el proceso de purificación debe ser apto para manejar estos. La adsorción se satura más rápido con

mayores volúmenes por lo que requiere una regeneración constante del material (Treybal, 1988).

- Separación de metanol y agua: Una desventaja que posee la destilación sobre la adsorción es que esta suele requerir altos niveles de energía para alcanzar las temperaturas deseadas. No obstante, el metanol y agua poseen a un punto de ebullición de 64.7 y 100 °C a una presión de 1 bar (NIST, 2024). Por lo que alcanzar estas temperaturas no supone un alto consumo energético el cual puede ser incluso disminuido utilizando corrientes a mayores temperaturas dentro del proceso en sí.

Por ende, el estudio contempla el uso de una torre de destilación capaz de alcanzar las especificaciones requeridas.

## 4.2 Modelo del Proceso

Para realizar los cálculos correspondientes a los balances de materia, energía y servicios, se utiliza el programa *Aspen Plus v9*. Este programa permite simular plantas químicas incluyendo parámetros como temperatura, presión, etc. Además, permite analizar de manera más precisa el comportamiento de la reacción a estudiar a partir de variables como temperatura y presión de operación, e incluso como se ve afectado el rendimiento con las características físicas del reactor. Este software permite además realizar estimaciones económicas como costos de inversión y de operación, los cuales se usan para el posterior estudio económico a realizar en el presente escrito.

## Capítulo 5: Especificaciones del Proceso

Ya definido el diseño del proceso se debe especificar como va a ser este. Para esto se toma en consideración la selección de las tecnologías y procesos en el punto 4.1 del capítulo anterior. Además, es importante aclarar que el presente estudio no contempla la obtención de las materias primas, es decir que se asume que se adquieren el H<sub>2</sub> verde y CO<sub>2</sub> capturado por MEA, por ende, no se van a especificar estos procesos.

En este capítulo se especifican las condiciones del proceso, como las temperaturas y presiones de operación. Además de las características que poseen estos equipos, como los tamaños, tipo de equipos, etc.

### 5.1 Diagramas específicos del proceso

Para definir el proceso y los distintos equipos que se utilizan, se inicia con un diagrama de bloques similar al de la Figura 12. Este diagrama nos permite identificar las distintas etapas de proceso y cómo interactúan entre estas. Una vez hecho este diagrama se procede a confeccionar el Diagrama de Flujo de Proceso (PFD en inglés). Este permite visualizar con más detalles el proceso y los equipos que se utilizan. A partir de este diagrama es que se procede a simular este proceso en el programa *Aspen Plus v9*.

#### 5.1.1 Diagrama de Bloques Específico

El proceso por seguir tiene los siguientes pasos, en primer lugar, se obtienen las corrientes de CO<sub>2</sub> e H<sub>2</sub>, ambos compuestos deben pasar por una etapa de acondicionamiento. En esta parte las corrientes se acondicionan a una presión y temperatura que maximice la producción de metanol en la etapa de reacción. La etapa de reacción contempla la conversión de las materias primas en metanol y agua utilizando un reactor de lecho fijo con catalizador. El efluente del reactor debe ser purificado para obtener las especificaciones requeridas. Para esto se separan en primer lugar los gases no condensables que corresponden a H<sub>2</sub>, CO y CO<sub>2</sub> a partir de una condensación del efluente del reactor donde se enfrían hasta tener el metanol en estado líquido para así separar estos gases mediante separador flash. Parte de estos gases no condensables son enviados a purga mientras que la otra parte son recirculados para aumentar la producción de metanol. La parte líquida del proceso de separación que contiene en su mayoría metanol y agua, es enviada al proceso de destilación donde por la parte superior se obtiene el metanol con las especificaciones requeridas.

La Figura 13 corresponde al diagrama de bloques del proceso descrito anteriormente.

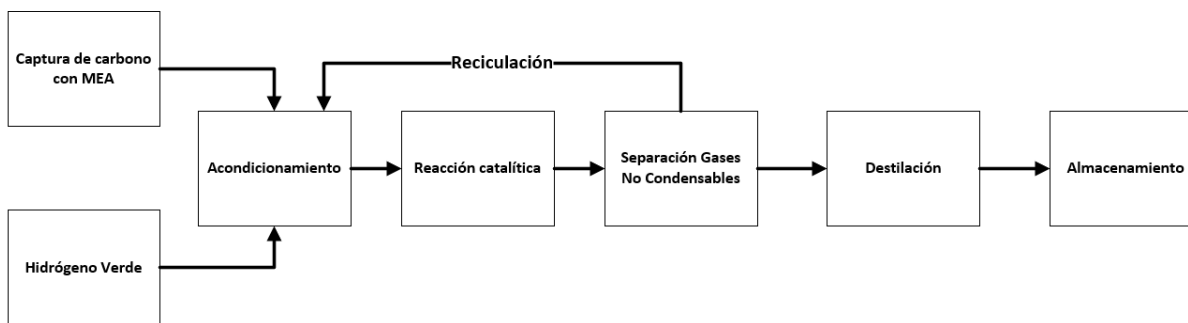


Figura 13 Diagrama de bloques Especifico

### 5.1.2 Diagrama PFD

Una vez ya establecido el proceso a seguir se confecciona un PFD con los distintos equipos (Figura 32 en Anexos 1). En este se puede notar los equipos que se utilizaran en el proceso de producción de metanol. Además, se puede notar que se trata de disminuir la carga energética en la entrada del reactor utilizando la corriente de salida de este mismo para calentar las materias primas a la entrada.

En la Figura 14, se puede apreciar que en un principio se acondicionan las materias primas y recirculación antes de entrar al reactor, además se agrega una línea de emergencia con nitrógeno líquido para enfriar el reactor en caso de emergencia y una línea que lleva la corriente de entrada a una línea de purga que lleva a una antorcha.

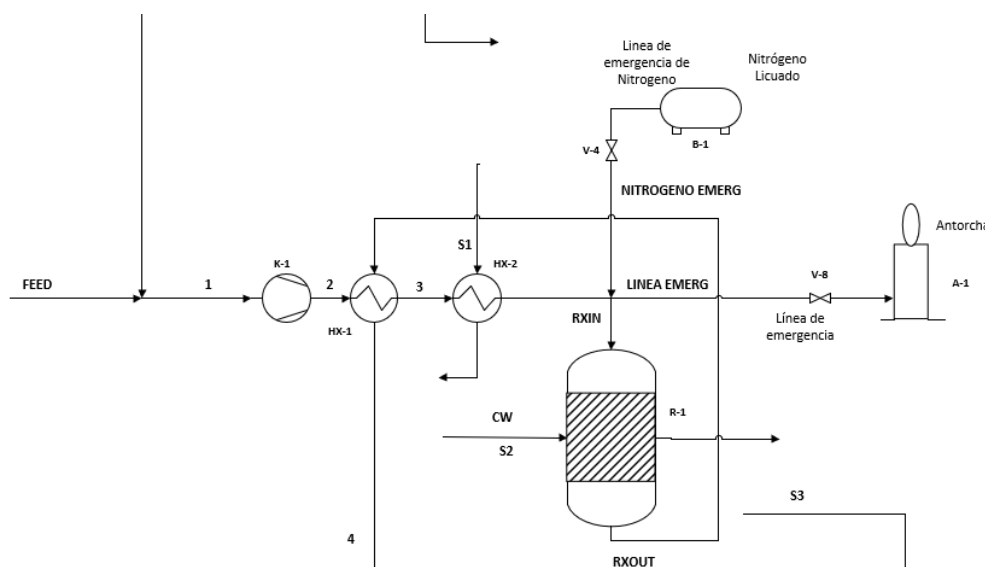


Figura 14 Zona de acondicionamiento y reacción en PFD

Posteriormente se tiene la zona de separación (Figura 15), aquí se ve en primer lugar la línea por donde se enfrían los gases de salida del reactor y luego parte de estos son separados entre líquidos y gases no condensables.

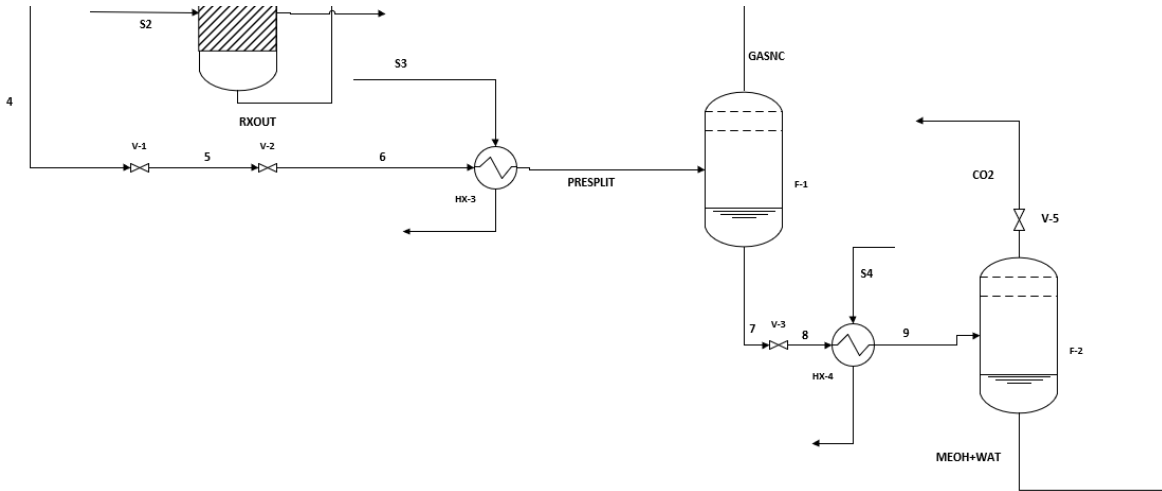


Figura 15 Zona de separación en PFD

La Figura 16 muestra como los gases no condensables son llevados a una línea de recirculación y parte de ellos son llevados a purga que da a una segunda antorcha por seguridad y en caso de emergencia. Además, la recirculación es acondicionada para mezclarse con la línea de alimentación.

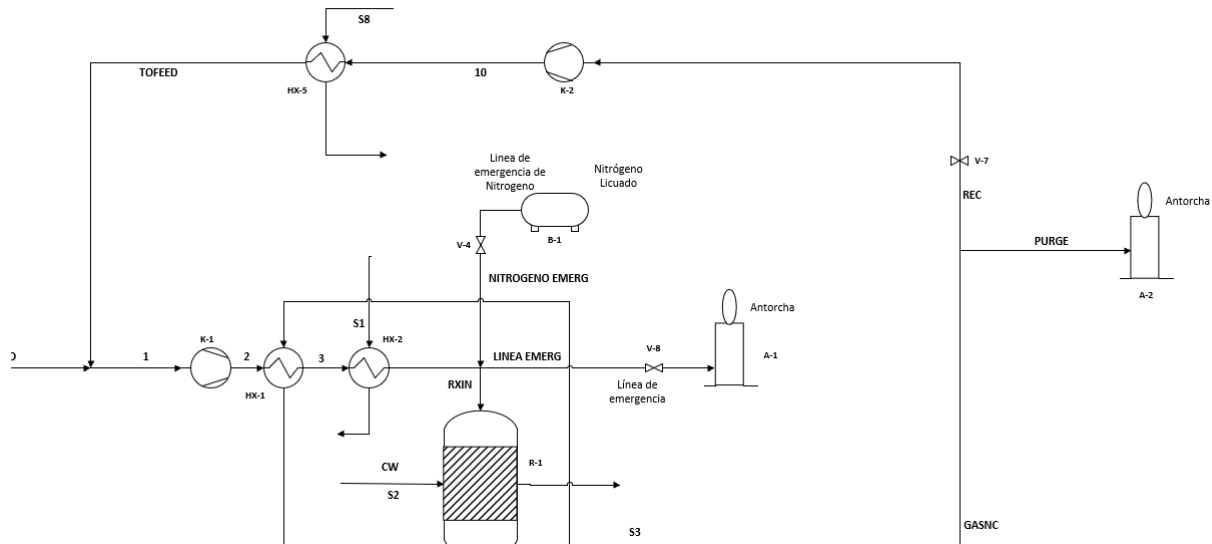


Figura 16 Zona de recirculación en PFD

Finalmente, la zona de destilación y almacenamiento se puede apreciar en la Figura 17, aquí se puede ver la torre de destilación que separa el metanol del agua y los estanques en donde ambas corrientes son almacenadas. Se añade un intercambiador del cual aclimatará la corriente de producto para ser almacenada.

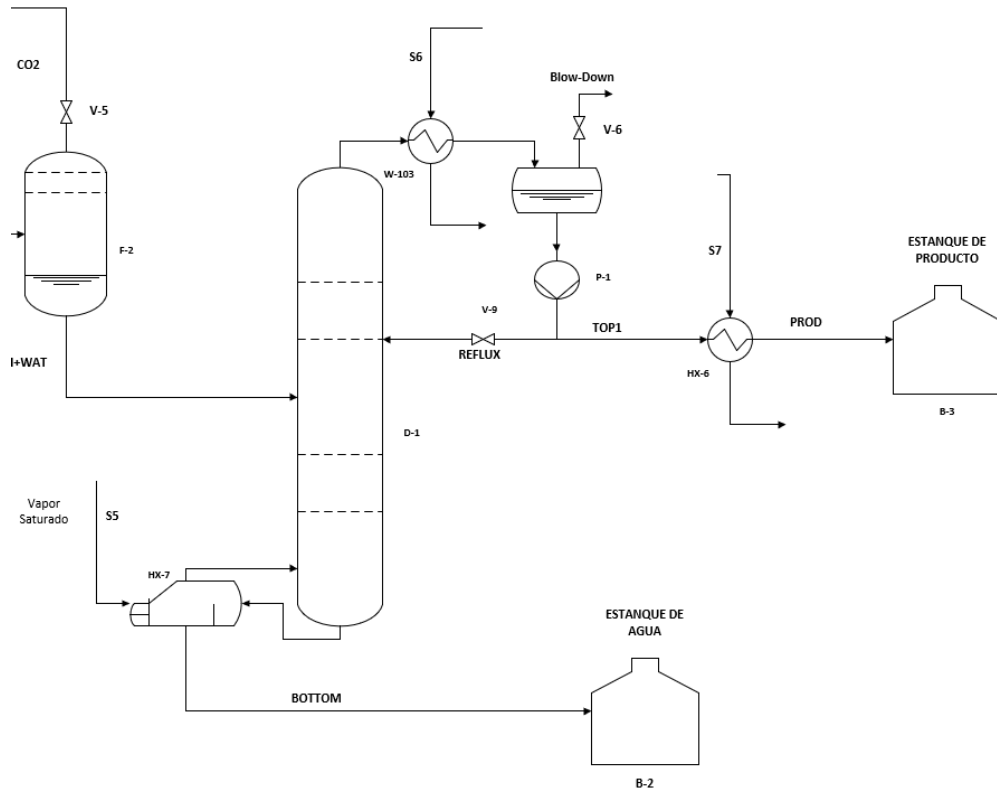


Figura 17 Zona de destilación y almacenamiento en PFD

## 5.2 Modelo de la reacción

Para simular la producción de metanol se utilizará el modelo cinético propuesto por Vanden y Froment (Vanden y Froment, 1996) el cual describe la producción de metanol asumiendo que la fuente principal de carbono es a partir de  $\text{CO}_2$  y que no causa inhibición directa con la Ecuación 10 (Sahibzada, *et al.*, 1998). Es por ende que este modelo solo considera la producción de metanol a partir de  $\text{CO}_2$  (Ecuación 8) y la reacción RWG (Ecuación 9). Además, se destaca que este modelo considera el uso de catalizador  $\text{Cu/ZnO/Al}_2\text{O}_3$  para promover la producción de metanol sobre RWG. Las ecuaciones 11 y 12 corresponden a las utilizadas en el escrito de Vanden y Froment (Vanden y Froment, 1996) pero reajustadas (Mignard y Pritchard, 2008). Cabe destacar que las unidades de presión están en bar y la temperatura en Kelvin, y que este modelo solo está verificado hasta una presión de 75 bar.

Síntesis de Metanol:

$$r_{\text{CH}_3\text{OH}} = \frac{\left( k_1 P_{\text{CO}_2} P_{\text{H}_2} \left( 1 - \frac{1}{K_{eq1}} \frac{P_{\text{H}_2\text{O}} P_{\text{CH}_3\text{OH}}}{P_{\text{H}_2}^3 P_{\text{CO}_2}} \right) \right)}{\left( 1 + k_2 \frac{P_{\text{H}_2\text{O}}}{P_{\text{H}_2}} + k_3 P_{\text{H}_2}^{0.5} + k_4 P_{\text{H}_2\text{O}} \right)^3} \left[ \frac{\text{mol}}{\text{kg}_{\text{cat}} \text{s}} \right] \quad (11)$$

Reverse Water Gas Shift Reaction:

$$r_{RWGS} = \frac{\left( k_5 P_{CO_2} \left( 1 - K_{eq2} \frac{P_{H_2O} P_{CO}}{P_{H_2} P_{CO_2}} \right) \right)}{\left( 1 + k_2 \frac{P_{H_2O}}{P_{H_2}} + k_3 P_{H_2}^{0.5} + k_4 P_{H_2O} \right)} \left[ \frac{mol}{kg_{cat} s} \right] \quad (12)$$

La constante cinética sigue la ley de Arrhenius (Ecuación 13) y las constantes de equilibrios corresponden a las de las Ecuaciones 14 y 15 (Van-Dal y Bouallou, 2013).

$$k_i = A_i \exp\left(\frac{B_i}{RT}\right) \quad (13)$$

$$\log_{10} K_{eq1} = \frac{3066}{T} - 10.592 \quad (14)$$

$$\log_{10} \frac{1}{K_{eq2}} = -\frac{2073}{T} + 2.029 \quad (15)$$

El valor de los parámetros se puede ver en la Tabla 5.

Tabla 5 Valor de parámetros del modelo cinético (Bi en unidades J/mol) (Van-Dal y Bouallou, 2013)

Parámetro	Constante	Valor
k <sub>1</sub>	A <sub>1</sub>	2.07
	B <sub>1</sub>	40,000
k <sub>2</sub>	A <sub>2</sub>	3453.38
	B <sub>2</sub>	-
k <sub>3</sub>	A <sub>3</sub>	0.499
	B <sub>3</sub>	17,197
k <sub>4</sub>	A <sub>4</sub>	6.62*10 <sup>-11</sup>
	B <sub>4</sub>	124,119
k <sub>5</sub>	A <sub>5</sub>	1.22*10 <sup>10</sup>
	B <sub>5</sub>	-98,084

Sin embargo, este modelo no puede ser aplicado con estos valores en el programa *Aspen Plus v9*, por lo que se deben hacer ajustes tanto en sus parámetros como en las ecuaciones. Las ecuaciones ajustadas se pueden ver en las Ecuaciones 16, 17 y 18, además los valores correspondientes en la Tabla X (Van-Dal y Bouallou, 2013).

Síntesis de Metanol Ajustada

$$r_{CH_3OH} = \frac{\left( k_1 P_{CO_2} P_{H_2} - k_6 P_{H_2O} P_{CH_3OH} P_{H_2}^{-2} \right)}{\left( 1 + k_2 \frac{P_{H_2O}}{P_{H_2}} + k_3 P_{H_2}^{0.5} + k_4 P_{H_2O} \right)^3} \left[ \frac{kmol}{kg_{cat} s} \right] \quad (16)$$

Reverse Water Gas Shift Reaction Ajustada

$$r_{RWGS} = \frac{(k_5 P_{CO_2} - k_7 P_{H_2O} P_{CO} P_{H_2}^{-1})}{\left(1 + k_2 \frac{P_{H_2O}}{P_{H_2}} + k_3 P_{H_2}^{0.5} + k_4 P_{H_2O}\right)} \left[ \frac{kmol}{kg_{cat} S} \right] \quad (17)$$

$$\ln k_i = A_i + \frac{B_i}{T} \quad (18)$$

Tabla 6 Valor de parámetros del modelo cinético ajustados para Aspen Plus (Van-Dal y Bouallou, 2013)

Parámetro	Constante	Valor
k <sub>1</sub>	A <sub>1</sub>	-29.87
	B <sub>1</sub>	4811.2
k <sub>2</sub>	A <sub>2</sub>	8.147
	B <sub>2</sub>	-
k <sub>3</sub>	A <sub>3</sub>	-6.452
	B <sub>3</sub>	2068.4
k <sub>4</sub>	A <sub>4</sub>	-34.95
	B <sub>4</sub>	14,928.9
k <sub>5</sub>	A <sub>5</sub>	4.804
	B <sub>5</sub>	-11,797.5
k <sub>6</sub>	A <sub>6</sub>	17.55
	B <sub>6</sub>	-2249.8
k <sub>7</sub>	A <sub>7</sub>	0.1310
	B <sub>7</sub>	-7023.5

Una vez ya definido el modelo cinético a utilizar, se procede a elegir el método y modelo de la reacción cinética. En esta simulación se utiliza como método Peng-Robinson y el modelo de cinética de Langmuir-Hinshelwood-Hougen-Watson (LHHV), además la caída de presión es calculada con la ecuación de Ergus que se encuentra en el programa mismo. Finalmente, para la simulación se utiliza un reactor de flujo pistón relleno con el catalizador mencionado anteriormente el cual posee las características en la Tabla 7.

Tabla 7 Características del catalizador Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> (Van-Dal y Bouallou, 2013)

Densidad	1775 kg <sub>cat</sub> /m <sup>3</sup> <sub>cat</sub>
Diámetro de partícula	5.5 mm

### 5.3 Parámetros de Operación

En esta sección se analizan las temperaturas, presiones y % de recirculación de las distintas áreas del proceso. Para esto se realizan distintas pruebas en el proceso de simulación para garantizar que el proceso alcance la producción y especificación deseada. Para esto primero se parte con la zona de Reacción, debido a que los parámetros deseados en esta zona determinarían los valores de las

variables de operación de la zona anterior, es decir la zona de Acondicionamiento. Una vez establecidas estas zonas se determinan las variables que se requieren para separar los gases no condensables en la zona de este mismo nombre. Parte de estos gases serán recirculados a la zona de acondicionamiento para aumentar la producción de metanol. La parte líquida se separa en una torre destilación para alcanzar las especificaciones.

A continuación, se ven los parámetros establecidos para alcanzar el objetivo.

### 5.3.1 Zona de Reacción

Para poder definir la temperatura y presión de operación se realiza un análisis de sensibilidad variando ambas variables en el reactor de flujo pistón. Es así como se decide utilizar el programa *Aspen Plus v9* para poder realizar este análisis. En la Figura 18 se puede ver el reactor configurado con el modelo cinético del punto 5.2. A este se le fue variando la presión en un rango de 50-75 bar, con una variación de temperatura entre 180 a 230 °C. Los resultados se pueden ver en el Grafico 1.

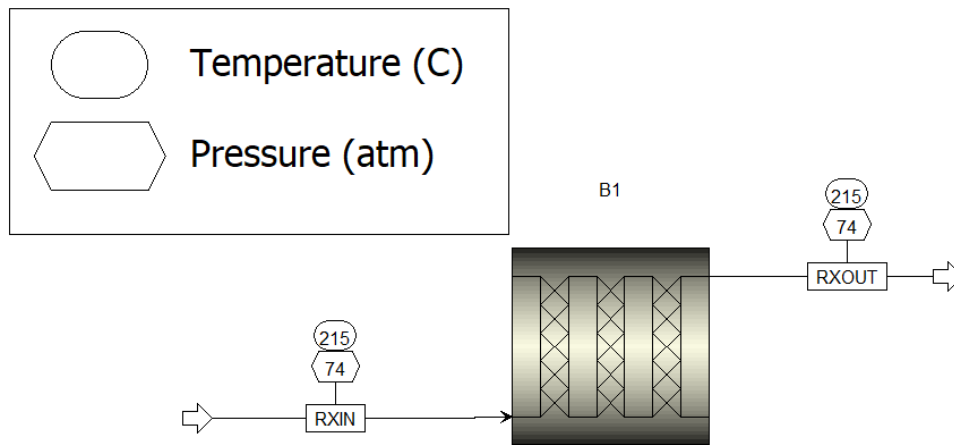
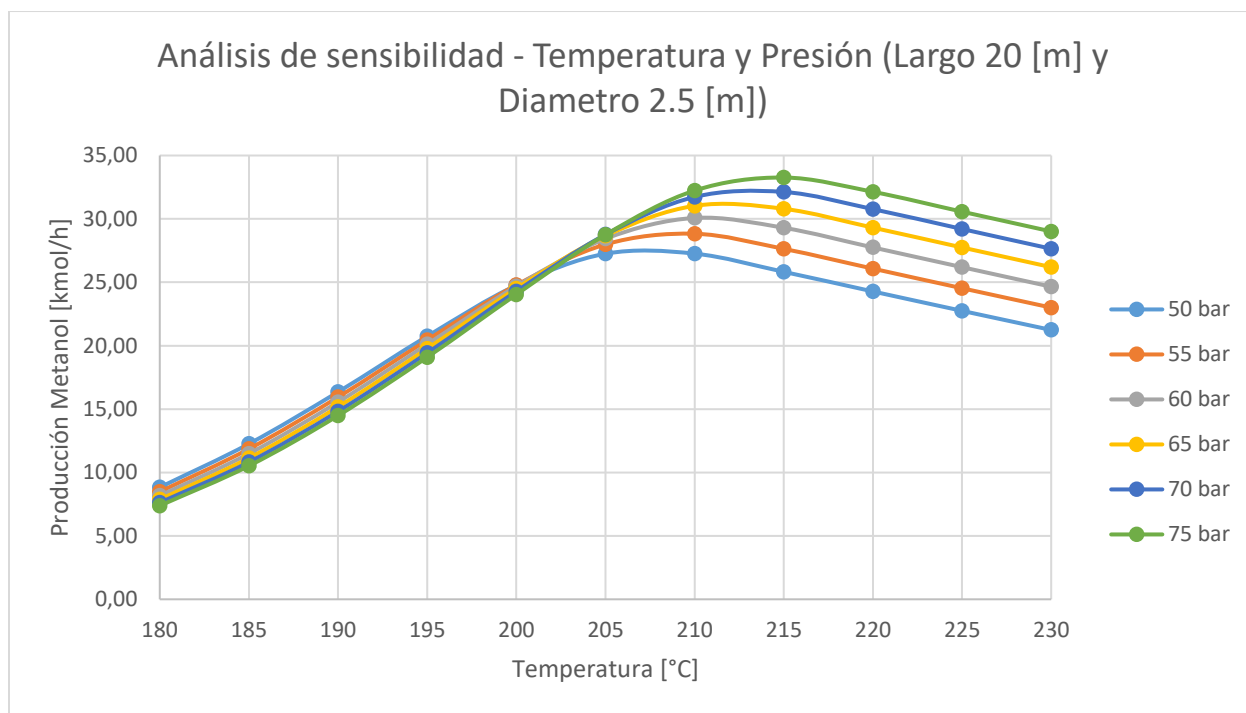


Figura 18 Modelo del reactor para análisis de sensibilidad



*Gráfico 1 Análisis de sensibilidad – Temperatura y Presión*

En el gráfico se puede notar como independiente de la presión existe una temperatura en que la producción de metanol es máxima que corresponde a 215 °C y que a mayor presión la producción aumenta. Estos resultados coinciden con el principio de Le Chatelier, debido a que, en una reacción de equilibrio con elementos gaseosos, el lado que posea una menor cantidad de moles se verá favorecida al aumentar la presión y que las reacciones exotérmicas se ven beneficiadas a menor temperatura (Clark, 2024). El aumento de producción entre los rangos 180-215°C se explica debido a que se requiere una mínima energía de activación.

A partir de estos resultados es que se decide operar a una presión y temperatura de 75 bar y 215 °C, parámetros que permiten maximizar la producción de metanol en el reactor. Los resultados de este análisis de sensibilidad se pueden ver en Anexo 1 en la Tabla 24.

### 5.3.2 Zona de Acondicionamiento

Ya establecido las condiciones de operación de la zona de reacción se procede a establecer los equipos necesarios para el acondicionamiento de la zona de reacción. Se establece que la alimentación (*FEED*) que contiene 4400 kg/h de CO<sub>2</sub> y 606 kg/h de H<sub>2</sub> tiene una temperatura de 60 °C a una presión de 30 bar. Esta corriente se unirá con la corriente de recirculación que estará a la misma temperatura y presión para elevar su presión a 75 bar a partir del compresor K-1. Luego esta corriente ingresa a los dos intercambiadores de calor HX-1 y HX-2, siendo que el primero aprovecha la corriente de salida del reactor R-1 (*RXOUT*) para disminuir la carga energética del HX-2. En la Figura 19 se puede ver la simulación realizada en el programa.

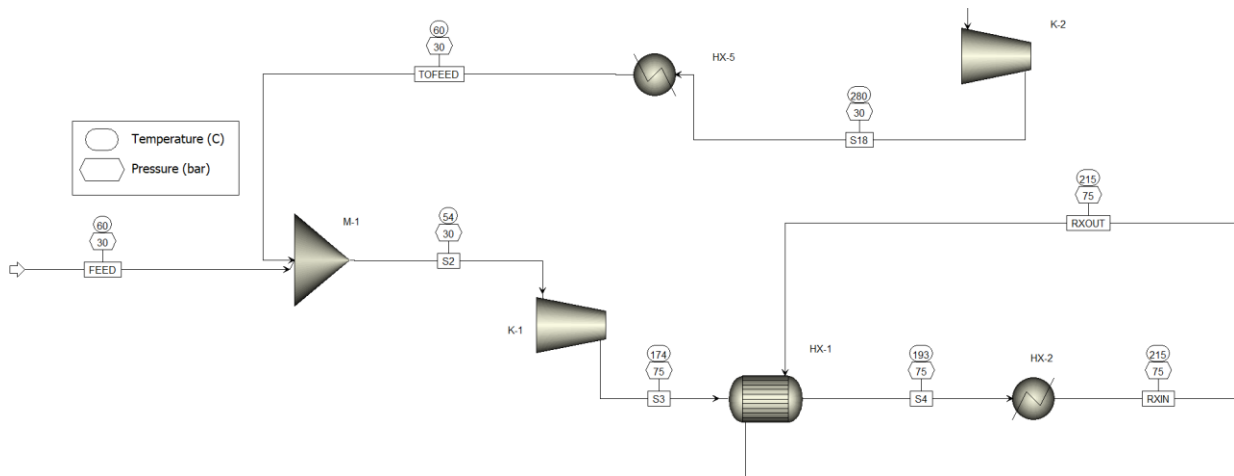


Figura 19 Simulación de la zona de acondicionamiento

### 5.3.3 Separación de Gases No Condensables

Como se mencionó en el punto anterior, la corriente de salida se utiliza para calentar la corriente de entrada, esta corriente contiene gases no condensables ( $H_2$ ,  $CO$  y  $CO_2$ ), agua y metanol, los cuales deben ser separados entre sí. En primer lugar, se baja la presión hasta 5 bar mediante el uso de dos válvulas (V-1 y V-2) esto es para aumentar la seguridad de la línea, una vez hecho esto se disminuye la temperatura a  $35^\circ C$ , mediante el intercambiador de calor HX-3. Luego esta corriente se separa en el primer separador flash F-1, en este se separan la mayoría de los gases no condensables, sin embargo, una pequeña porción del  $CO_2$  no es separado en esta parte por lo que se utiliza un segundo separador flash F-2, este separador flash opera a presión de 1 bar y temperatura de  $60^\circ C$ , lo que permite asegurar que la mayoría del  $CO_2$  es separado de la corriente de agua y metanol. Para esto se utiliza una válvula (V-3) e intercambiador de calor (HX-4) para alcanzar estos parámetros. La Figura 20 corresponde a esta sección del proceso.

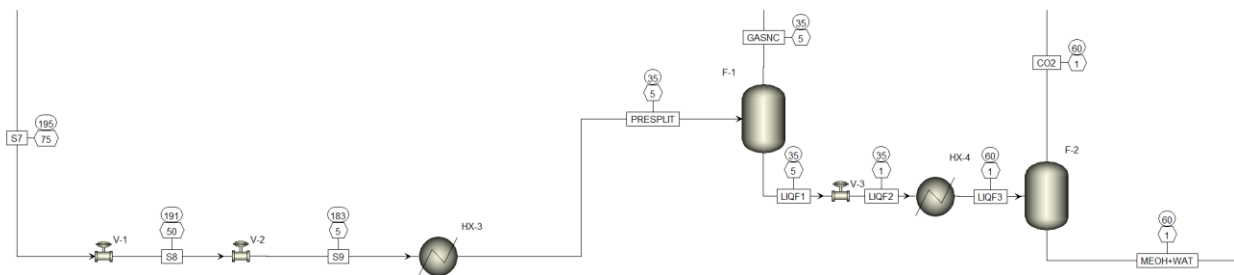


Figura 20 Simulación de la zona de separación de gases no condensables

### 5.3.4 Recirculación

Para maximizar la producción de metanol se decide recircular los gases no condensables que salen del separador flash F-1, sin embargo, en caso de seguridad se decide separar la línea en dos, siendo una de estas una purga. Para decidir el % mínimo de recirculación necesaria se realiza un análisis de sensibilidad. Para esto se varía el % de recirculación y se anota el flujo de metanol en dos puntos. En primer lugar, se verifica el nuevo flujo de metanol en la corriente de salida del reactor

(RXOUT) y antes de la destilación. Esto es con el fin de verificar cuanto metanol se recupera realmente del reactor. Una vez hecho esto se verifica cuanto es la producción mínima requerida para cumplir el objetivo de 20,000 m<sup>3</sup>/año de metanol, lo que equivale a aproximadamente 56.4 kmol/h de este químico. Ya con estos datos se realiza el Gráfico 2, en este se puede apreciar que para alcanzar la meta se requiere de una recirculación de aproximadamente 70% de los gases no condensables como mínimo. Debido a que posteriormente se tendrá un proceso más de separación se decide que el % de recirculación mínimo debe ser de 75% en todo momento, este % entrega una mayor holgura para alcanzar la producción anual. Finalmente, esta recirculación debe ser acondicionada para poder mezclarse con la corriente de alimentación. Para ello la corriente es en primer lugar presurizada por el compresor K-2 a 30 bar y después enfriada a 60°C por el intercambiador de calor HX-5 para ser mezclada en el mezclado M-1. Este proceso se puede visualizar en la Figura 21.

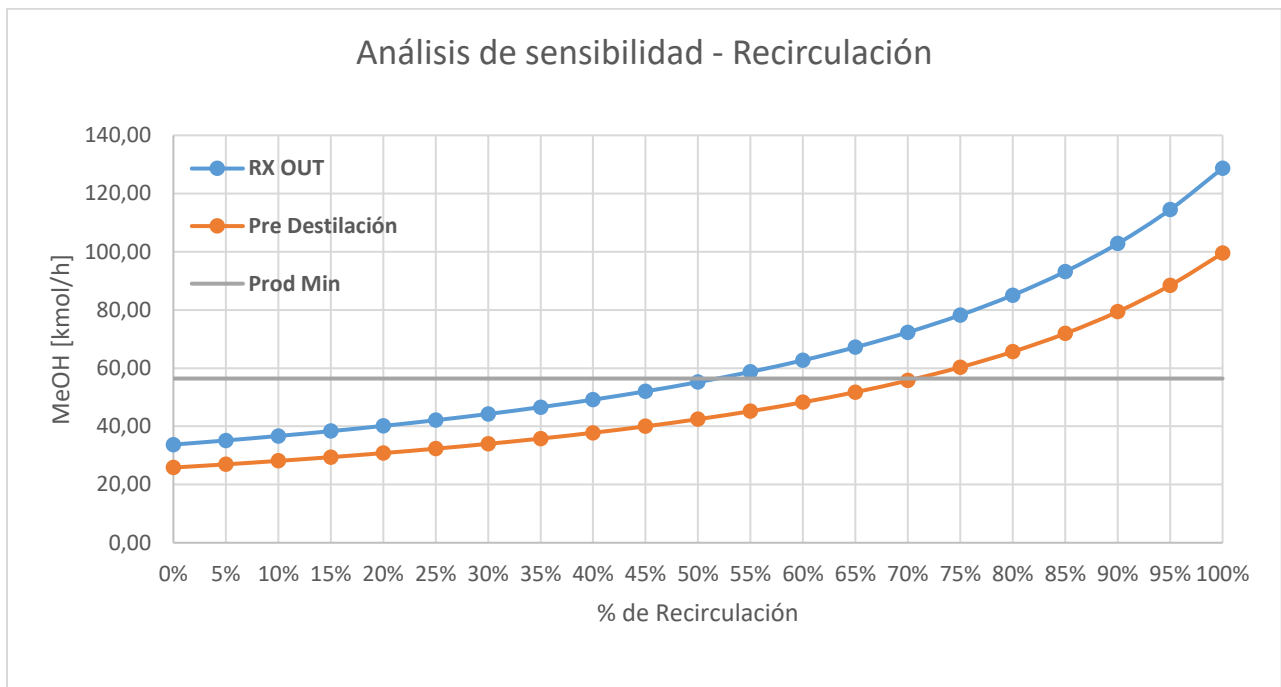


Gráfico 2 Análisis de sensibilidad - Recirculación

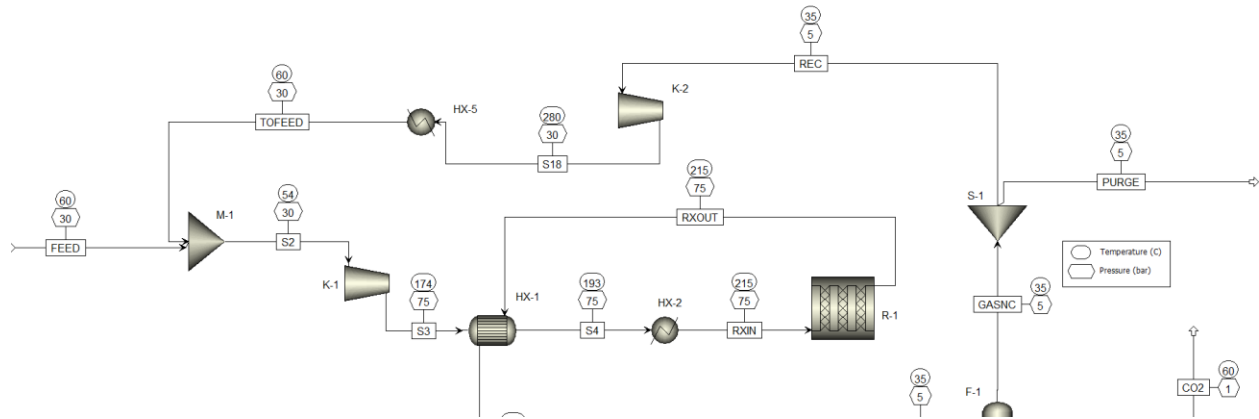


Figura 21 Simulación zona de recirculación

### 5.3.5 Destilación y Almacenamiento

Finalmente, para alcanzar las especificaciones requeridas se requiere separar el agua del metanol, pero como se mencionó anteriormente, el metanol es soluble en agua por lo que se utiliza una columna de destilación. Esta columna opera a 1 bar, tiene como objetivo obtener 60 kmol/h de destilado y utiliza un condensador total. Además de esto, la torre opera con 20 platos siendo el de entrada el n°9 (plato n°1 es el inferior) y tiene un reflujo de 6. Una vez obtenido el destilado, este se enfría en el intercambiador de calor HX-6 hasta una temperatura de 18 °C, la cual es la especificada para su almacenamiento. En la Figura 22 se puede apreciar la zona de destilación y corriente que va a almacenamiento.

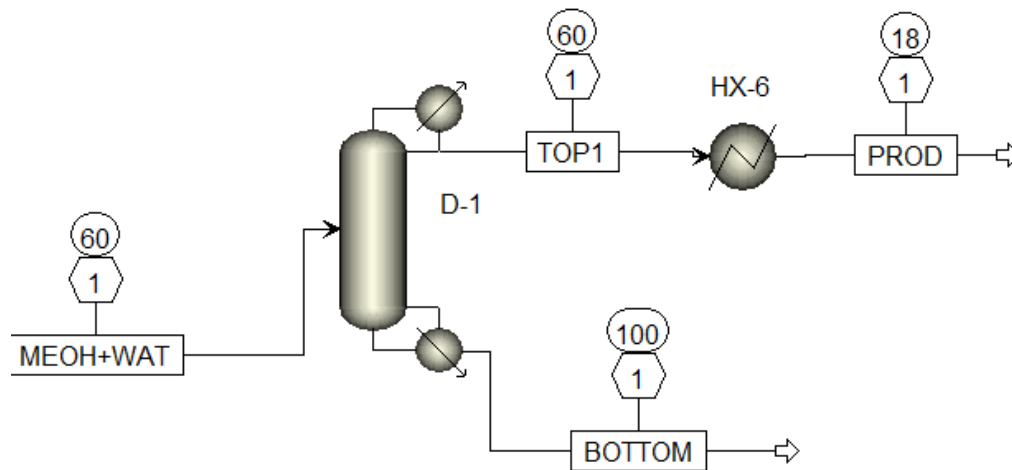


Figura 22 Simulación de zona de destilación y almacenamiento

## 5.4 Diseño del Reactor

Con el fin de aprovechar al máximo las materias primas y de esta forma obtener la mayor cantidad de producto, se debe aumentar la eficiencia del reactor. Por ello, se decide realizar un análisis de sensibilidad de las características físicas del equipo que contribuyen a un aumento en la conversión de la reacción.

Para el diseño del reactor se realizan dos análisis de sensibilidad. En el primero se analiza el efecto del diámetro y largo del reactor, y el número de tubos dentro de este y el *bed voidage* que se refiere al volumen libre de catalizador dentro del reactor. Para esto se hace una simulación con el mismo sistema de la Figura 18.

En el Gráfico 3 se puede ver como al aumentar ambas variables aumenta la producción de metanol, sin embargo, en el caso de los diámetros a partir de los 16 m de largo no se ve una gran diferencia entre los rangos de 3 a 4 m de diámetro del reactor. Debido a que se quiere abaratar costes lo máximo posible se define que el reactor debe tener un largo de 18 metros y diámetro de 3 metros, pues no se ve una mejoría significativa en la producción más allá de estos valores.

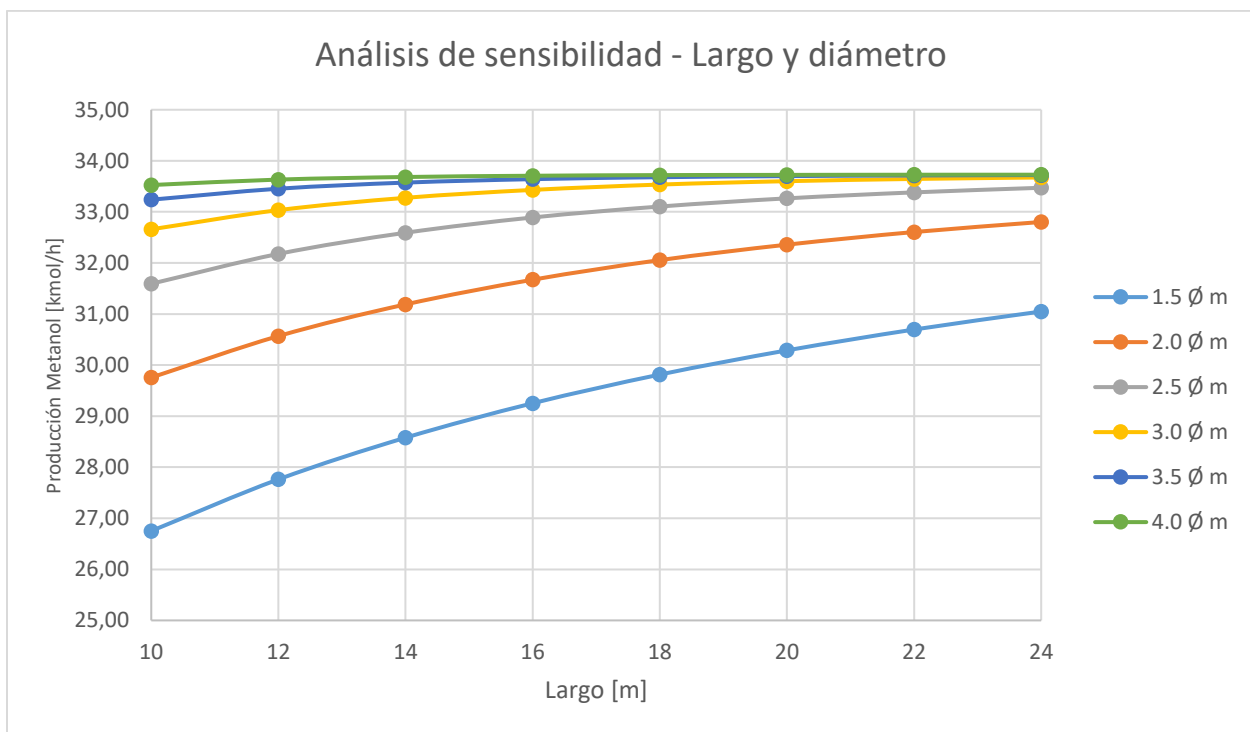


Gráfico 3 Análisis de sensibilidad – Largo y diámetro

Ahora para el caso del número de tubos y *bed voidage* se realiza el mismo método que el anterior, se cambian las variables y se analiza la producción de metanol. A partir de los resultados entregados por el programa se puede confeccionar el Gráfico 4. En este se puede notar que aumentar el número de tubos aumenta en gran cantidad la producción, pero este alcanza un máximo pasando los 2500 tubos. Además, se puede notar que aumentar el volumen del catalizador aumenta la producción en gran cantidad hasta alcanzar el 40% de *bed voidage*, más allá de eso no se aprecia

cambios considerables. A partir de estos resultados se concluye que el reactor tendrá 2500 tubos y un 40% de *bed voidage*.

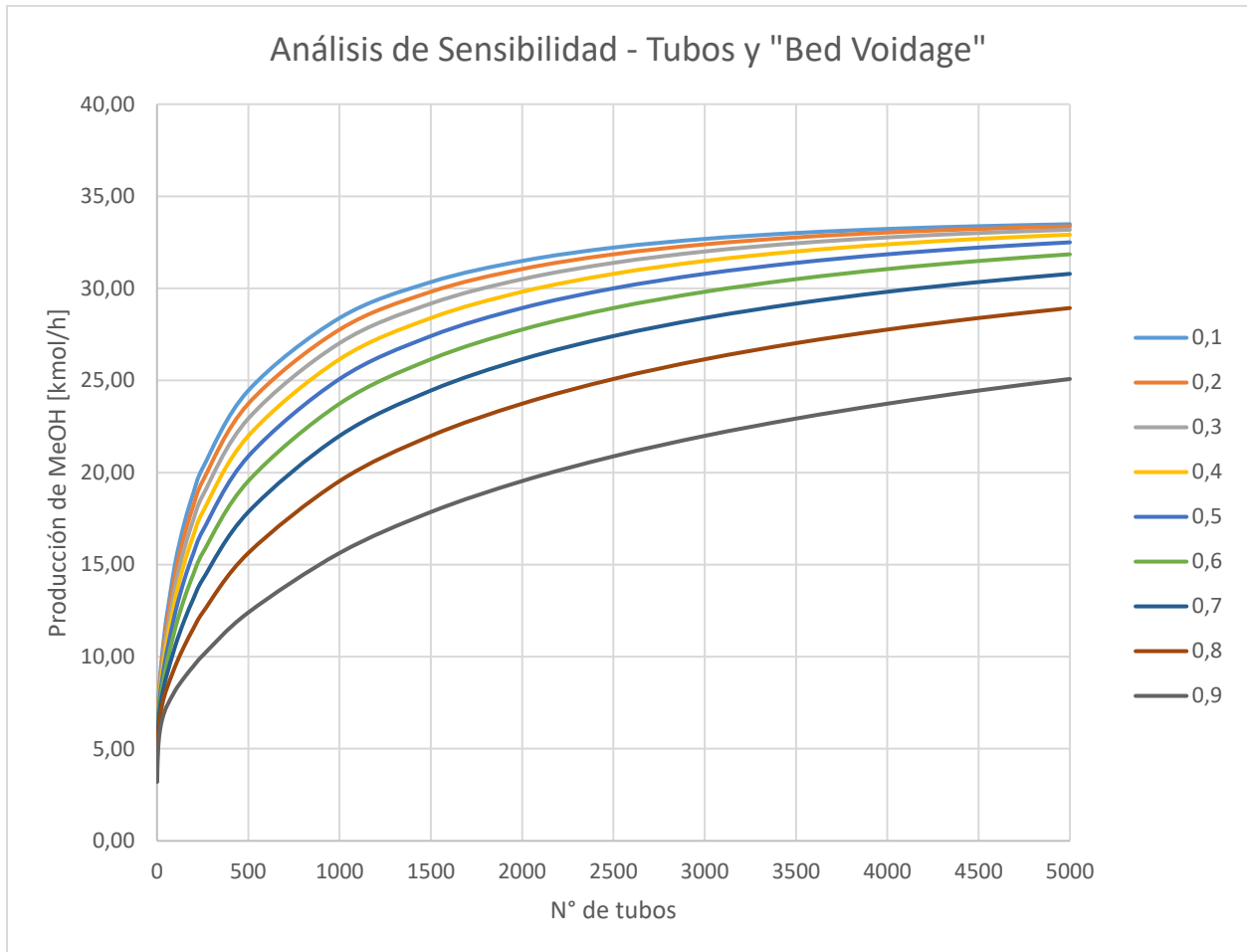


Gráfico 4 Análisis de Sensibilidad – Tubos y “Bed Voidage”

## Capítulo 6: Resultados

Ya establecido el diseño del proceso con los parámetros y características se procede a iniciar la simulación completa del sistema. En la Figura 23, se puede apreciar todas las zonas unidas entre sí, además se puede ver parámetros de operación como la temperatura y presión. Hay que destacar que la simulación no incluye equipos de seguridad como estanque de nitrógeno líquido o antorcha debido a que se simula la planta en un funcionamiento normal y no en caso de emergencias.

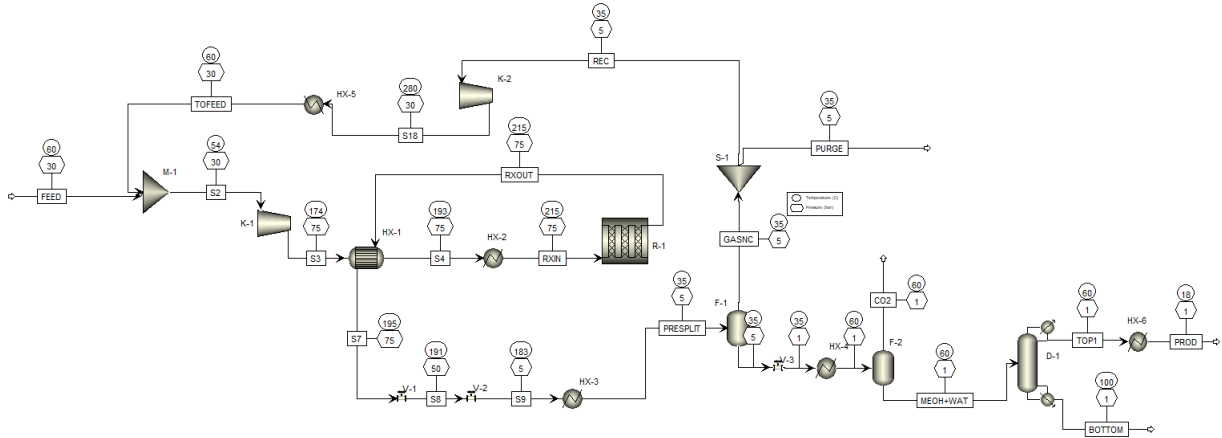


Figura 23 Diagrama de Simulación

### 6.1 Principales Flujos

A continuación, se presentan en la Tabla 8 los resultados principales de la simulación. En esta se puede notar las corrientes másicas de las corrientes de alimentación (*FEED*), recirculación (*TOFEED*), corriente de entrada y salida del reactor (*RXIN* y *RXOUT* respectivamente), la corriente previa a la destilación (*MEOH+WAT*), el CO<sub>2</sub> separado (*CO2*), la purga de los gases no condensables (*PURGE*), el fondo de la torre de destilación (*BOTTOM*) y finalmente la corriente del producto ya listo (*PROD*).

De estas corrientes se puede destacar que la conversión de H<sub>2</sub> es de 32% y que se recupera el 76.6% del metanol que sale del reactor. A pesar de esto, se alcanza la producción deseada de metanol, siendo estos 1921 kg/h correspondientes a aproximadamente 21,250 m<sup>3</sup>/año.

Tabla 8 Resultados - Principales flujos

Compuesto	FEED	TOFEED	RXIN	RXOUT	MEOH+WAT	PROD	BOTTOM	CO2	PURGE
H <sub>2</sub> [kg/h]	605	629	1234	839	6E-05	6E-05	1E-60	0.01	210
CO <sub>2</sub> [kg/h]	4401	4451	8852	5942	2	2	1E-35	4.83	1484
CO [kg/h]	0.00	104	104	138	3E-05	3E-05	4E-58	2E-03	35
H <sub>2</sub> O [kg/h]	0.00	51	51	1243	1173	2E-01	1173	0.6	17
CH <sub>3</sub> OH [kg/h]	0.00	427	427	2506	1933	1921	11.98	4.1	142

## 6.2 Especificaciones del Producto

Las especificaciones del producto se pueden ver en la Tabla 9, en esta se puede notar que el producto alcanza las especificaciones requeridas para la pureza de metanol.

Tabla 9 Especificaciones requeridas y alcanzadas del producto (%wt)

Componente	Especificación Requerida	Simulación
Metanol	99.85%	99.87%
Agua	0.1 %	0.009%

Además, parte de las especificaciones requiere que se encuentre a temperatura y presión ambiente, así que se enfría hasta 18°C y no es necesario cambiar la presión de este, debido a que la torre de destilación y equipos previo ya trabajan a presión ambiente.

## Capítulo 7: Evaluación Económica

El presente estudio tiene como objetivo determinar la viabilidad tanto técnica como económica de producir metanol con una baja huella de carbono en dos regiones distintas del país. Esto con el fin de evaluar si es económicamente viable aprovechar el uso de las ventajas meteorológicas que posee la región de Magallanes frente a las de Valparaíso para producir metanol con el fin de ser entregado a esta región.

Los gastos por considerar serán la adquisición de hidrógeno verde con su costo nivelado (LCOH), los gastos operacionales de la planta de metanol y en el caso de Magallanes el costo marítimo del transporte a la región de Valparaíso. El coste de capital de la planta será el mismo para ambas zonas. Hay que destacar que el presente trabajo no considera los gastos de adquisición de CO<sub>2</sub>. En el caso de los gastos operarios se analiza el impacto que tienen los gastos más significativos.

Ya teniendo todos los costos se procede a hacer un análisis de rentabilidad para determinar si este proyecto es rentable en un plazo de 10 años, y de no ser así identificar las principales variables y realizar un análisis de sensibilidad con este.

### 7.1 Bases de la Evaluación

Para estudiar si estas ventajas justifican la producción de metanol en el extremo sur de Chile se requiere analizar financieramente ambos proyectos. Para esto se utilizan conceptos económicos como el CAPEX y OPEX, e indicadores económicos como el VAN, TIR y *Payback*. Para obtener los indicadores se realiza un flujo de caja.

Para este proyecto se determina un horizonte económico de 10 años. Este se debe a que este proyecto busca ser uno de largo plazo, por ello se debe analizar una cantidad de años prolongada. El año de inversión de este proyecto es el año 2025 debido a que se quiere empezar con este proyecto lo antes posible para poder alcanzar la meta del año 2030 de *Net Zero*.

Para el análisis económico se utiliza el dólar norteamericano porque esta es una divisa dura. Esto es debido a que es la principal moneda de reserva del mundo siendo aproximadamente el 60% de las reservas internacionales, además que Estados Unidos de América EE.UU. tiene un bajo riesgo de inflación y es la moneda más ampliamente utilizada en el comercio internacional (Siripurapu y Berman, 2023). Para el presente trabajo el valor del dólar (USD) es de aproximadamente 915 pesos chilenos (CLP) correspondiente al 3 de septiembre del 2024 (Banco Central Chile, 2024).

Para la elaboración del flujo de caja se requiere utilizar el concepto financiero de la tasa de descuento, el cual se usa para descontar los flujos de caja futuros al valor presente. El valor de este varía en gran parte según el riesgo asociado al proyecto (Majaski, 2024). El *International Renewable Energy Agency* suele utilizar para proyectos asociados a hidrogeno verde una tasa de descuento de 8%, debido al riesgo que posee y el apoyo político que tiene (IRENA, 2020), debido a que Chile también apoya este tipo de iniciativas se utiliza la misma tasa de descuento.

## 7.2 CAPEX

El costo capital (*Capital Expenditure* o CAPEX en inglés) es el gasto que realiza una empresa en activos fijos o bienes de capital que poseen una vida útil de largo plazo (Ross, 2024). Para el presente estudio se consideran los siguientes gastos en esta categoría.

- No se considera inversión en el terreno porque las plantas se instalarán dentro de las dependencias de ENAP Aconcagua o Magallanes según correspondan.
- Para el valor de los distintos equipos necesarios que incluye, compresores, calentadores, reactores, métodos de purificación y almacenamiento se utiliza la herramienta incluida en *Aspen Plus v9* y *Aspen Hysys*.
- En el caso de Magallanes se asume que el puerto utilizado en esta región y la V son parte de ENAP, por ende, no presentan costos adicionales.

La Tabla X, presenta el costo capital de cada equipo asociado a este proyecto.

Tabla 10 CAPEX de la planta de Metanol simulada

Activos	Cantidad	Costo por unidad [USD]	Costo total [USD]
Planta	1	\$ 10,871,100	\$ 10,871,100
Reactor	1	\$ 1,490,280	\$ 1,490,280
Estanque H2	1	\$ 1,670,310	\$ 1,670,310
Estanque Bottom	1	\$ 1,929,430	\$ 1,929,430
Estanque MeOH	1	\$ 1,892,040	\$ 1,892,040
<b>CAPEX [USD]</b>			<b>\$ 17,853,160</b>

## 7.3 OPEX

Los costos de operación (*Operational Expenditure* u OPEX en inglés) corresponden a los gastos que incurre una empresa durante las operaciones diarias para mantener el negocio funcionando. Son gastos recurrentes y se contabilizan en el periodo que ocurren (Ross, 2024). En el presente trabajo se consideran los siguientes puntos para el cálculo del OPEX.

- Los gastos de mantenimiento y reparación de equipos e instrumentación tendrán un monto equivalente de 5 % del CAPEX.
- En el caso de la planta en Magallanes se considera el coste de transporte marítimo a la planta en la región de Valparaíso.
- Para los costes de los servicios para la planta (*utility*) se usan los entregados por *Aspen Plus v9* y *Aspen Hysys*.
- El personal requerido para el funcionamiento de esta planta considera 1 supervisor y 6 operadores en turno.

### 7.3.1 Costo nivelado del Hidrógeno (LCOH)

El Costo nivelado del Hidrógeno (LCOH) corresponde al costo económico que se requiere para producir una cantidad de hidrógeno, por lo general este se establece en USD/kg. Una de las

utilidades que permite este indicador es que permite comparar las ventajas que posea una zona sobre otra a la hora de producir hidrógeno verde, pues se suele preferir lugares donde el coste de producción de este gas sea menor.

Uno de los objetivos del presente trabajo es comparar las ventajas meteorológicas y climáticas que posee la región de Magallanes frente a la de Valparaíso para la producción de un químico (metanol) que depende de la producción de H<sub>2</sub>. Por ello, se decide como uno de los indicadores de viabilidad para este proyecto el LCOH, pues muestra de manera clara las ventajas económicas del extremo sur del país.

Para el cálculo de este valor se utiliza la calculadora de LCOH desarrollada por el Ministerio de Energía, Centro de Energía y universidades chilenas. Esta calculadora permite evaluar el LCOH de H<sub>2</sub> verde en distintos puntos del país utilizando criterios varios (Ministerio de Energía, 2024). El cálculo se realiza a partir de parámetros revisados en este trabajo y de la literatura. En las Figuras 24, 25, 26 y 27 se puede apreciar los parámetros generales, del electrolizador, aerogeneradores y paneles solares utilizados (BCN, 2017) (setaPHT, 2024).






Figura 24 Parámetros Generales utilizados

### Parámetros Electrolizador

Tecnología Electrolizador	PEM
Capacidad Instalada Electrolizador [kW]	43000
Eficiencia Electrolizador [%]	70
CAPEX Electrolizador [USD/kW]	400
OPEX Electrolizador [% del CAPEX]	3
Vida Útil del Stack [horas]	70000
Costo de Reemplazo del Stack [% del CAPEX]	45
Degradación [% anual]	1
Consumo de Agua [litros/kg-H <sub>2</sub> ]	9

Figura 25 Parámetros Electrolizador utilizados

### Parámetros Suministro Eléctrico

Solar 
**Eólico** 
 Red Eléctrica 


---

Modelo Aerogenerador	Aerogenerador 5600 kW, 162,0 m
Capacidad Planta Eólica [kW]	43000
CAPEX Eólico [USD/kW]	1197
OPEX Eólico [% del CAPEX]	3


Figura 26 Parámetros Suministro Eléctrico Eólico utilizados

### Parámetros Suministro Eléctrico


**Solar**



Eólico



Red Eléctrica



---

Tipo de Instalación Solar ? Horizontal ▾

Capacidad Planta Solar [kW] ? 43000 ▾

CAPEX Solar [USD/kW] ? 850 ▾

OPEX Solar [% del CAPEX] ? 2 ▾

Figura 27 Parámetros Suministro Eléctrico Solar utilizados

Ya establecido los parámetros se procede a seleccionar las zonas donde se tendría estas instalaciones. En primer lugar, se selecciona la zona de la Figura 28 en la región de Valparaíso, esta zona posee buenas características tanto para energía solar como eólica. Mientras que para Magallanes se selecciona la zona de la Figura 29, aquí se tiene una buena zona para aerogeneradores debido a los constantes y fuertes vientos.

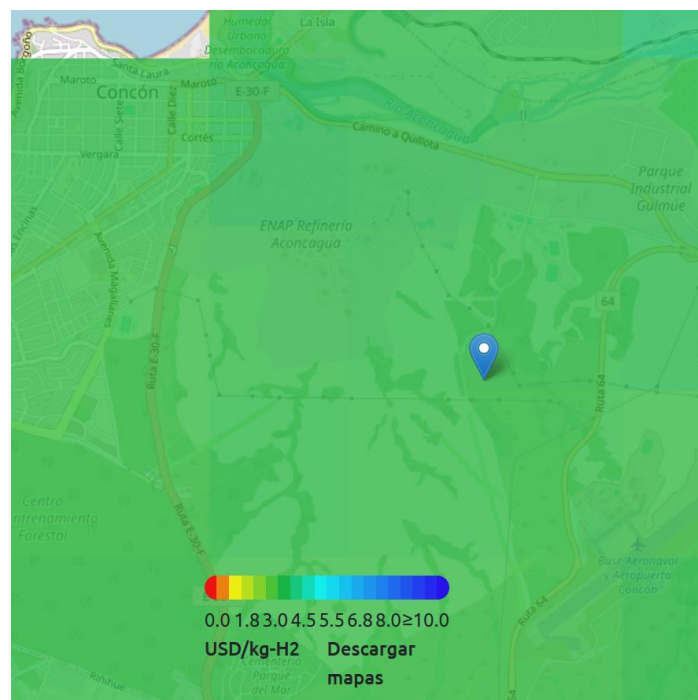


Figura 28 Ubicación planta de electrolizadores en la región de Valparaíso

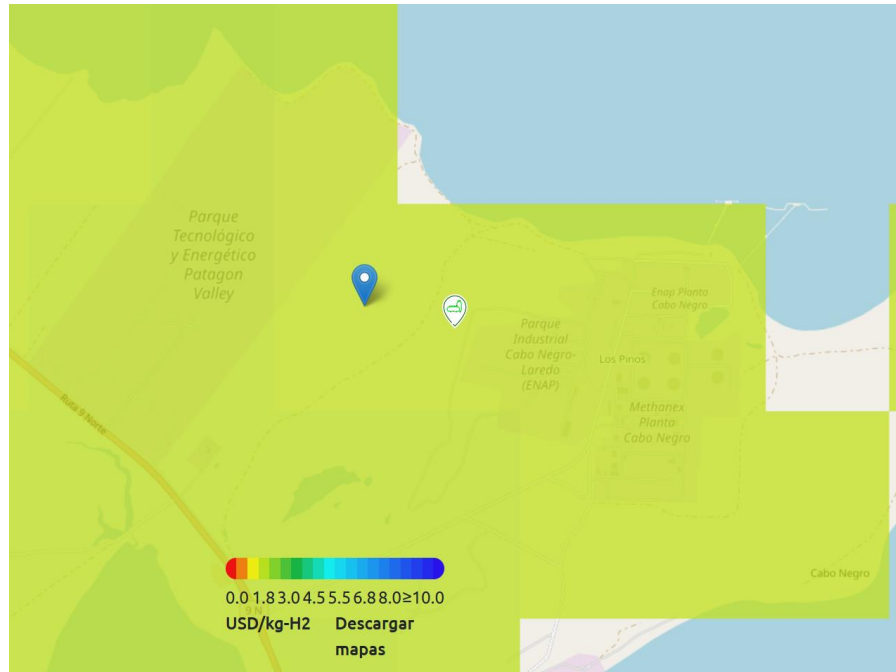


Figura 29 Ubicación planta de electrolizadores en la región de Magallanes

Los resultados del LCOH de cada zona se puede ver en la Tabla 11. Se puede notar que la zona con un LCOH menor es el extremo sur debido al clima que favorece a los aerogeneradores. En la región de Valparaíso los costos son más elevados. Cabe destacar que no se hizo un análisis para Magallanes con energía solar debido a que la energía solar en la zona no es fidedigna, debido a que la luz solar varía mucho según la estación del año, mientras que en Valparaíso es parcial.

Tabla 11 LCOH de las zonas con su coste anual.

Magallanes Eólico [USD/kg]	\$ 3,16
Valparaíso Solar [USD/kg]	\$ 7,90
Valparaíso Eólico [USD/kg]	\$ 16,29
H2 requerido [kg/h]	605
<b>Coste Magallanes [USD/año]</b>	<b>\$ 16.732.972</b>
<b>Coste Valparaíso Solar [USD/año]</b>	<b>\$ 41.852.834</b>
<b>Coste Valparaíso Eólico [USD/año]</b>	<b>\$ 86.318.367</b>

Además, en la tabla anterior (Tabla 11) se establece el coste anual de cada una de estas alternativas. La diferencia de estos costes se puede notar en el Gráfico 5, en este se puede notar de manera visual la gran ventaja que posee Magallanes para la producción de H<sub>2</sub> verde frente a la región de Valparaíso.

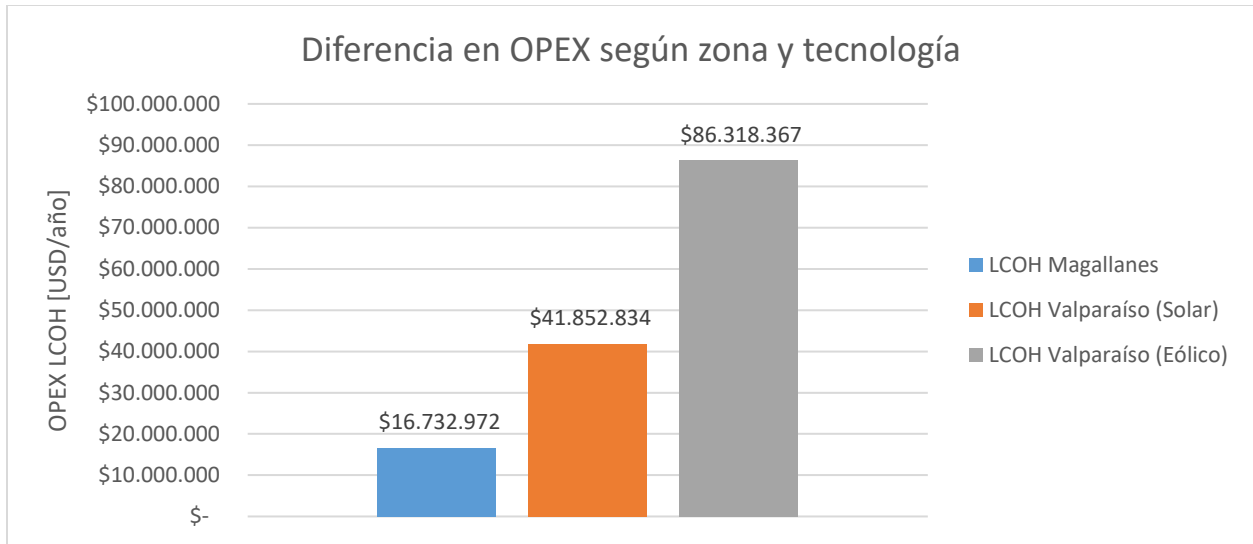


Gráfico 5 Diferencia en LCOH según la zona y tecnología

Por último, el desglose de los costes de LCOH se pueden ver en la Figura 32, 33 y 34 en Anexos 2.

### 7.3.2 Utility Planta

Los costes de operación de la planta son calculados por los *softwares* mencionados en el punto 7.3, en la Tabla X se puede apreciar los *utility* de usados en la planta, en que equipos son usados y el coste operacional anual en USD/año.

Tabla 12 OPEX- Utility Planta

Utility	Equipo	Coste
Electricidad [USD/año]	Compresores	\$ 1,342,441.924
Agua de enfriamiento [USD/año]	Intercambiadores de calores	\$ 73,265.486
Refrigerante - Freon 12 [USD/año]	Destilación	\$ 2,812.705
Vapor @ 100PSI [USD/año]	Destilación	\$ 1,249,749.482
AP-UTIL-CWATER [USD/año]	Intercambiadores de calores	\$ 29,685.222
Vapor @ 400PSI [USD/año]	Intercambiadores de calores	\$ 78,983.217
Agua de enfriamiento [USD/año]	Reactor	\$ 2,006
<b>Total anual [USD/año]</b>		<b>\$ 2,778,944</b>

### 7.3.3 Trabajadores

Para esta planta se estima necesario un supervisor y seis operadores. Se establece que la profesión del supervisor es de ingeniero civil químico y se le entrega un sueldo asociado a este. El sueldo del operador se busca en la literatura (Talent, 2024) (UNIVERSIA, 2021). Con estos valores se confecciona la Tabla 13.

Tabla 13 Costo anual de trabajadores

Personal	Cantidad	Sueldo anual [USD/año]	Total [USD/año]
Supervisor	1	\$ 14,903	\$ 14,903
Operador	6	\$ 7,213	\$ 43,279
<b>Total anual [USD/año]</b>			<b>\$ 58,182</b>

### 7.3.4 Mantenición

Como se mencionó anteriormente, el coste de mantenimiento y reparación tiene un valor del 5% del CAPEX y se hace de manera anual. La Tabla 14 muestra el costo anual de mantenimiento de la planta. Cabe destacar, que el costo de este no varía según la zona debido a que la planta se tratara como la misma independiente de la región.

Tabla 14 Costo anual de Mantenición

CAPEX [USD]	\$ 17,853,160
% CAPEX	5%
<b>Total anual [USD/año]</b>	<b>\$ 892,658</b>

### 7.3.5 Transporte Marítimo

Para analizar el viaje que toman los buques desde Magallanes a Valparaíso se utiliza el *software* “*Netpas Distance*”. Este *software* permite estimar el tiempo y la distancia que tomaran los buques. De esta manera se puede estimar el coste de transporte asociado a los buques que transportan el metanol. Para el análisis se establece que el puerto de inicio es el que se encuentra en Cabo Negro, región Magallanes y el destino es el puerto en Quintero, región de Valparaíso. En la Figura 30, se puede visualizar el trayecto simulado con este *software*.



Figura 30 Simulación de ruta marítima Cabo Negro-Quinteros entregada por Netpas Distance

Ya establecida la ruta, el software estima que la ruta marítima tiene una distancia de 1464 millas marítimas y una duración de 5 días aproximadamente. Es a partir de estos datos que se puede establecer que el transporte marítimo los costes asociados en la siguiente tabla (Tabla 15) (VesselsValue, 2024). Cabe destacar, que este coste solo contempla el gasto en el recorrido que toma el buque y que es un servicio que se contrata a externos, no considera el coste de atracar en el puerto.

Tabla 15 Coste anual de transporte marítimo

Coste Flete [USD/día]	\$	27,000
Días		5
<b>Coste anual [USD/año]</b>	<b>\$</b>	<b>135,000</b>

### 7.3.6 OPEX Total y comparación

Ya definido todos los costes operacionales se procede a calcular el OPEX Total que es utilizado en el flujo de caja. Para esto, se hace diferencia en que en la zona de Magallas se considera el costo operacional asociado al transporte marítimo, mientras que en Valparaíso no se considera porque la planta trabajara en el punto de destino. Todos los demás costos operacionales son los mismos para cada zona exceptuando el LCOH de cada región con su respectiva fuente de energía eléctrica. Los resultados se pueden apreciar en la Tabla 16.

Tabla 16 Costes Operacionales totales en cada zona y fuente energética

<b>OPEX Magallanes [USD/año]</b>	<b>\$</b>	<b>20.597.756</b>
<b>OPEX Valparaíso Solar [USD/año]</b>	<b>\$</b>	<b>45.582.617</b>
<b>OPEX Valparaíso Eólico [USD/año]</b>	<b>\$</b>	<b>90.048.150</b>

Los resultados muestran que a pesar de que se considera un coste operacional extra en el transporte, el OPEX en Magallanes es bastante menor que el OPEX de la zona de destino, incluso siendo este último 2 veces mayor al del extremo sur. Con estos resultados se concluye que desde un punto de vista de coste operacional es más conveniente establecer la planta en la región de Magallanes.

Una vez hecho esto se procede a analizar los mayores costos operacionales. Se confecciona el Gráfico 6, el cual compara cada uno de los OPEX definidos anteriormente. Se puede apreciar como la gran mayoría corresponde al LCOH y que el coste de transporte es uno de los menores. Concluyendo así que el LCOH es el factor de mayor significancia en este proyecto.

Si bien, este estudio contempla la creación de un parque solar o eólico para suplir de energía eléctrica los electrolizadores, existe la posibilidad de comprar esta energía renovable a alguna empresa externa.

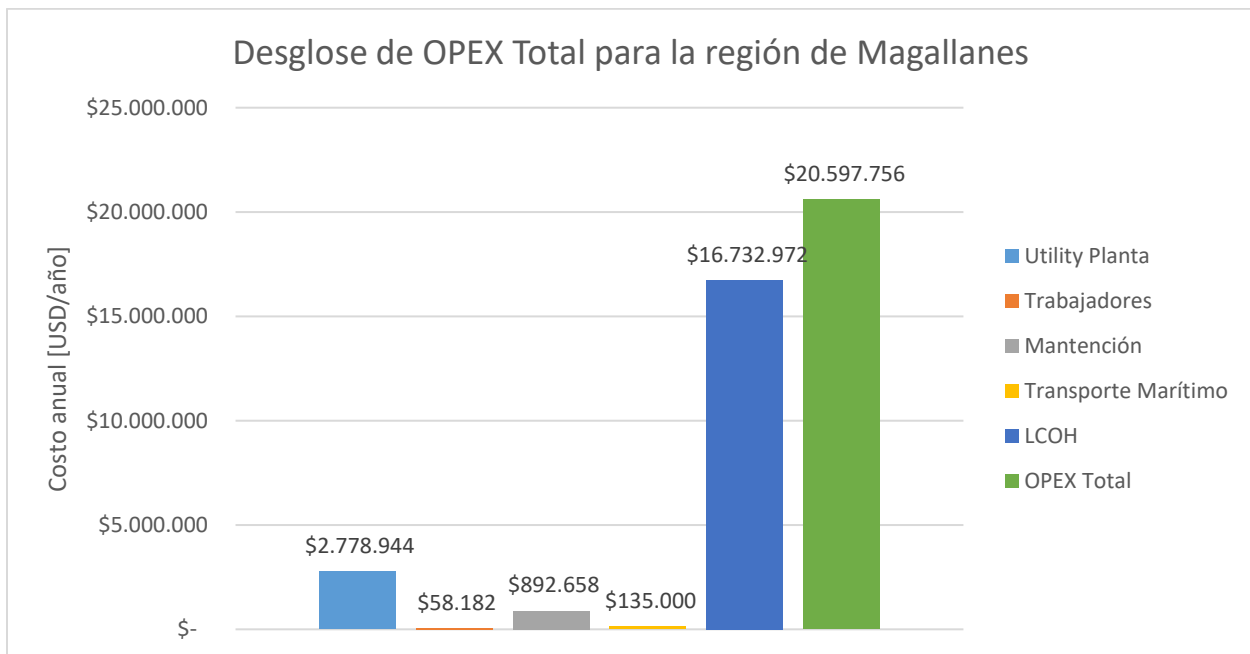


Gráfico 6 Desglose de OPEX Total para la región de Magallanes

## 7.4 Depreciación

La depreciación corresponde a la devaluación de los activos fijos con el paso del tiempo, este valor refleja el desgaste que tiene el activo a lo largo de su vida útil. Cabe destacar que el gasto del uso de este se reconoce de manera gradual (Gasbarrino, 2024).

Se establece que los activos fijos serán comprados nuevos, esto permite utilizar el método de depreciación acelerada que permite deducir la mayor parte del valor del activo en los primeros años de vida útil. De esta manera se permite ahorrar el impuesto a corto plazo.

Para el cálculo de depreciación de los activos fijos que corresponden a los establecidos en el punto 7.2, se utiliza la tabla de vida útil entregada por el Servicio de Impuesto Internos (SII, 2003). Esta tabla establece la vida útil normal de los activos fijos y su depreciación acelerada. Las Tablas 17 y 18 establecen la depreciación de los activos del punto 7.2, y la Tabla 19 la suma de todas las depreciaciones.

Tabla 17 Depreciación Planta y Reactor

Año	Planta		Reactor	
	Valor libro	Depreciación	Valor libro	Depreciación
0	\$ 10,871,100	-	\$ 1,490,280	-
1	\$ 8,696,880	\$ 2,174,220	\$ 1,192,224	\$ 298,056
2	\$ 6,522,660	\$ 2,174,220	\$ 894,168	\$ 298,056
3	\$ 4,348,440	\$ 2,174,220	\$ 596,112	\$ 298,056
4	\$ 2,174,220	\$ 2,174,220	\$ 298,056	\$ 298,056
5	\$ 0	\$ 2,174,220	\$ 0	\$ 298,056

Tabla 18 Depreciación Estanque H2, Bottom (agua) y metanol

Año	Estanque H2		Estanque Bottom		Estanque MeOH	
	Valor libro	Depreciación	Valor libro	Depreciación	Valor libro	Depreciación
0	\$ 1,670,310	-	\$ 1,929,430	-	\$ 1,892,040	-
1	\$ 1,113,540	\$ 556,770	\$ 1,286,287	\$ 643,143	\$ 1,261,360	\$ 630,680
2	\$ 556,770	\$ 556,770	\$ 643,143	\$ 643,143	\$ 630,680	\$ 630,680
3	\$ 0	\$ 556,770	\$ 0	\$ 643,143	\$ 0	\$ 630,680

Tabla 19 Depreciación Total

Año	Valor [USD]
0	\$ -
1	\$ 4,302,869
2	\$ 4,302,869
3	\$ 4,302,869
4	\$ 2,472,276
5	\$ 2,472,276

## 7.5 Ingresos Operacionales

Para determinar los ingresos operacionales se utiliza el precio de venta del metanol por el principal competidor en Chile que corresponde a *Methanex*, esta empresa establece la venta del químico a 738 USD/ton (Methanex, 2024).

La estimación de ingresos anuales se presenta en la Tabla 20.

Tabla 20 Ingresos Operacionales estimados

Producción de metanol [ton/año]	16,824
Precio metanol [USD/ton]	738
Ingresos Operacionales [USD/año]	12,416,350

## 7.6 Flujo de caja e Indicadores económicos

Para el análisis de rentabilidad se realiza un flujo de caja con las siguientes consideraciones

- Horizonte de evaluación de 10 años
- Tasa de descuento de 8%
- CAPEX, OPEX, Depreciación e Ingresos Operacionales son los calculados en este capítulo
- Se analiza el caso de Magallanes debido a los resultados del punto 7.3.6

Con estos puntos se realiza la Tabla 21.

Tabla 21 Flujo de Caja

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos Operacionales		12.416.350	12.416.350	12.416.350	12.416.350	12.416.350	12.416.350	12.416.350	12.416.350	12.416.350	12.416.350
Egresos Operacionales		-20.597.756	-20.597.756	-20.597.756	-20.597.756	-20.597.756	-20.597.756	-20.597.756	-20.597.756	-20.597.756	-20.597.756
<b>Margen Bruto</b>		<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>
Ingresos No Operacionales											
Egresos No Operacionales											
Mantención											
Venta de Activos											
Valor Libro											
Depreciación		-4.302.869	-4.302.869	-4.302.869	-2.472.276	-2.472.276					
Interés Crédito Largo Plazo											
<b>Utilidad Antes de Impuestos</b>		<b>-12.484.275</b>	<b>-12.484.275</b>	<b>-12.484.275</b>	<b>-10.653.682</b>	<b>-10.653.682</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>
Pérdida del Ejercicio Anterior			-12.484.275	-24.968.550	-37.452.825	-48.106.507	-58.760.188	-66.941.594	-75.123.000	-83.304.405	-91.485.811
Base Imponible		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impuesto (27%)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Utilidad Después de Impuestos</b>		<b>-12.484.275</b>	<b>-24.968.550</b>	<b>-37.452.825</b>	<b>-48.106.507</b>	<b>-58.760.188</b>	<b>-66.941.594</b>	<b>-75.123.000</b>	<b>-83.304.405</b>	<b>-91.485.811</b>	<b>-99.667.217</b>
Pérdida del Ejercicio Anterior			12.484.275	24.968.550	37.452.825	48.106.507	58.760.188	66.941.594	75.123.000	83.304.405	91.485.811
Valor Libro											
Depreciación		4.302.869	4.302.869	4.302.869	2.472.276	2.472.276	-	-	-	-	-
Amortización Crédito Largo Plazo											
Inversión en Artículos Depreciables		-17.853.160									
Inversión en Artículos No Depreciables											
Inversión en Capital de Trabajo											
Recuperación de Capital de Trabajo											
Valor de Desecho											
<b>Flujo de Caja</b>	<b>-17.853.160</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>
Financiamiento Crédito Largo Plazo											
<b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-17.853.160</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>	<b>-8.181.406</b>

Para determinar y comparar la rentabilidad de los proyectos se utilizan los indicadores financieros, VAN, TIR y *Payback*. Estos indicadores establecen el valor del dinero en el tiempo considerando ajuste como la inflación

El Valor Actual Neto (VAN) mide el valor presente de los flujos de caja de un proyecto considerando una tasa de descuento. Para esto se hace una diferencia entre la inversión inicial que recibe el proyecto y el valor presente de los flujos de caja ajustándolos con la tasa de descuento. Este indicador permite obtener el valor que generara el proyecto en términos actuales.

$$VAN = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+d)^j} \quad (19)$$

En la ecuación anterior  $I_0$  corresponde al valor de la inversión,  $n$  el horizonte de la evaluación  $FN_j$  al flujo de caja neto en el año  $j$  y  $d$  a la tasa de descuento (Marchant, 2022).

La Tasa Interna de Retorno (TIR) corresponde a la tasa de rendimiento esperada del proyecto. Para obtener este indicador se busca el valor de la tasa de descuento que entregue un VAN igual a 0 utilizando la ecuación anterior. Con este indicador se determina la rentabilidad anual del proyecto (Marchant, 2022).

$$VAN = 0 = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1+TIR)^j} \quad (20)$$

El *Payback* es el indicador que mide el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial a partir de los flujos de cajas del proyecto. Para esto se realiza una suma acumulativa de los flujos netos del proyecto (incluyendo el año 0) hasta que el resultado sea positivo. En la siguiente ecuación,  $a$  corresponde al año anterior,  $C$  es el costo no recuperado al principio del año y  $FN$  el flujo neto del año de recuperación (Marchant, 2022).

$$Payback = a + \frac{C}{FN} \quad (21)$$

Para los resultados del flujo de caja calculado en este punto se obtiene un VAN negativo, el TIR no se puede calcular y no se visualiza un *Payback* durante el horizonte de evaluación. Esto quiere decir que el proyecto no es rentable con los parámetros establecidos. Esto se debe a que el OPEX es mayor en todo momento a los ingresos operacionales, por lo que nunca se tienen ingresos durante el horizonte de evaluación.

## 7.7 Análisis de sensibilidad

En el punto anterior se establece que el proyecto no es económicamente rentable a partir de los parámetros obtenidos. Por ende, que se decide estudiar variables significativas de este proyecto que corresponden al LCOH y los Ingresos Operacionales, y los supuestos realizados en el proyecto. Es así como se decide realizar un análisis de sensibilidad cuantitativo para las dos variables mencionadas anteriormente con el objetivo de determinar en qué punto el proyecto es rentable y

nuevamente se utilizan los indicadores económicos para definir la rentabilidad. Y un análisis de sensibilidad cualitativo para los supuestos hechos a lo largo del proyecto.

### 7.7.1 Análisis de sensibilidad - LCOH

Como se vio en el punto 7.3.6 el gasto operacional más grande es el LCOH que corresponde alrededor del 80% de este. A partir de esto es que se decide variar este costo para determinar el costo que debe tener el H<sub>2</sub> para generar rentabilidad en el proyecto. En el Gráfico 7 se puede apreciar la variación del VAN con el LCOH vendiendo el metanol al costo de referencia de *Methanex* (738 USD/ton).

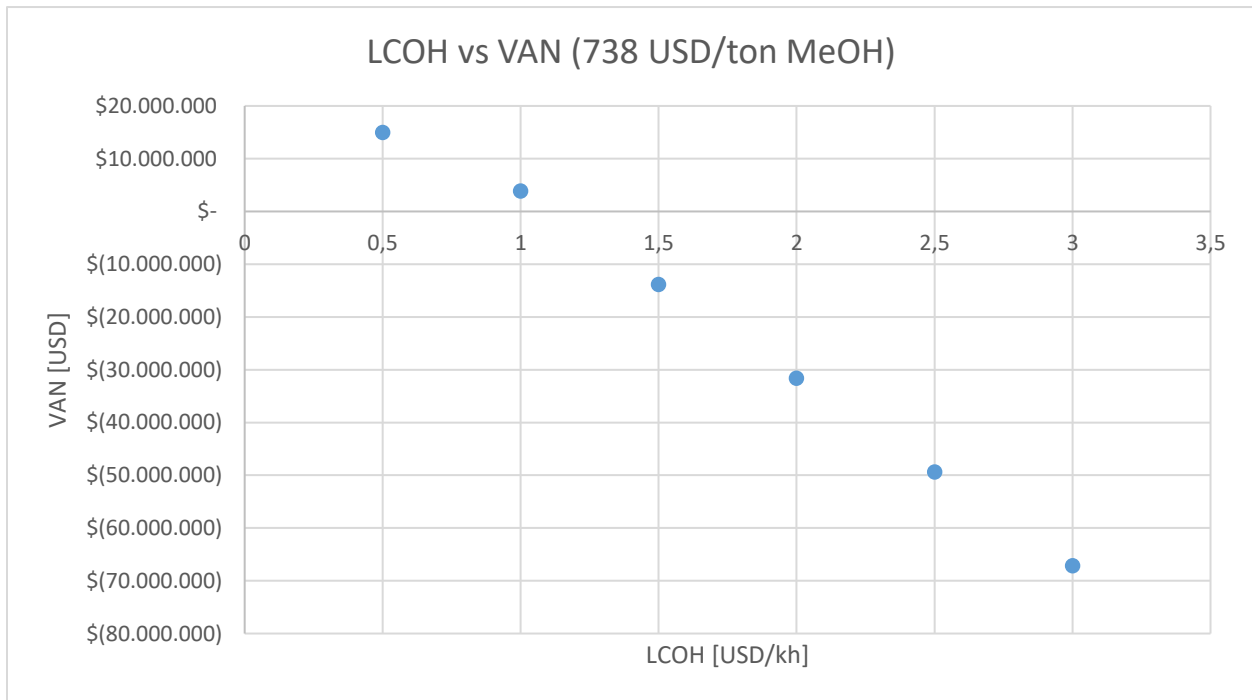


Gráfico 7 Análisis de Sensibilidad – LCOH y VAN

En este grafico se puede notar que se tiene un VAN positivo cuando el LCOH tiene un valor cercano a 1 USD/kg. Este valor corresponde al LCOH del hidrógeno gris que procede del gas natural lo que coincide con la realidad actual donde se prefiere utilizar esta fuente de hidrógeno debido a su bajo valor (IEA, 2023). En la Tabla 22, se pueden ver los resultados de los otros indicadores económicos. A partir de los resultados se concluye que en cuanto a valor de LCOH, el proyecto posee rentabilidad cuando este último tiene un valor de 1 USD/kg.

Tabla 22 Análisis de sensibilidad – LCOH Indicadores económicos

Variación LCOH (738 USD/tonMeOH)			
LCOH H2 [USD/kg]	VAN [USD]	TIR [%]	Payback [año]
0.5	\$ 14,999,335	25.6%	3
1	\$ 3,902,025	12.6%	8
1.5	\$ -13,793,779	-16.0%	-
2	\$ -31,567,887	-	-
2.5	\$ -49,341,996	-	-
3	\$ -67,116,104	-	-

### 7.7.2 Análisis de sensibilidad – Ingresos Operacionales

En el caso de que no se pueda variar el LCOH se debe considerar alternativas para intentar generar rentabilidad. Una de estas aumentar los ingresos operacionales, en este caso sería aumentar el precio de venta del metanol hasta que se alcance la rentabilidad. Para el análisis se sigue los mismos pasos que en el punto anterior, pero variando los ingresos operacionales y manteniendo constante el LCOH obtenido anteriormente. El Gráfico 8 muestra la variación del VAN en función del costo del metanol.

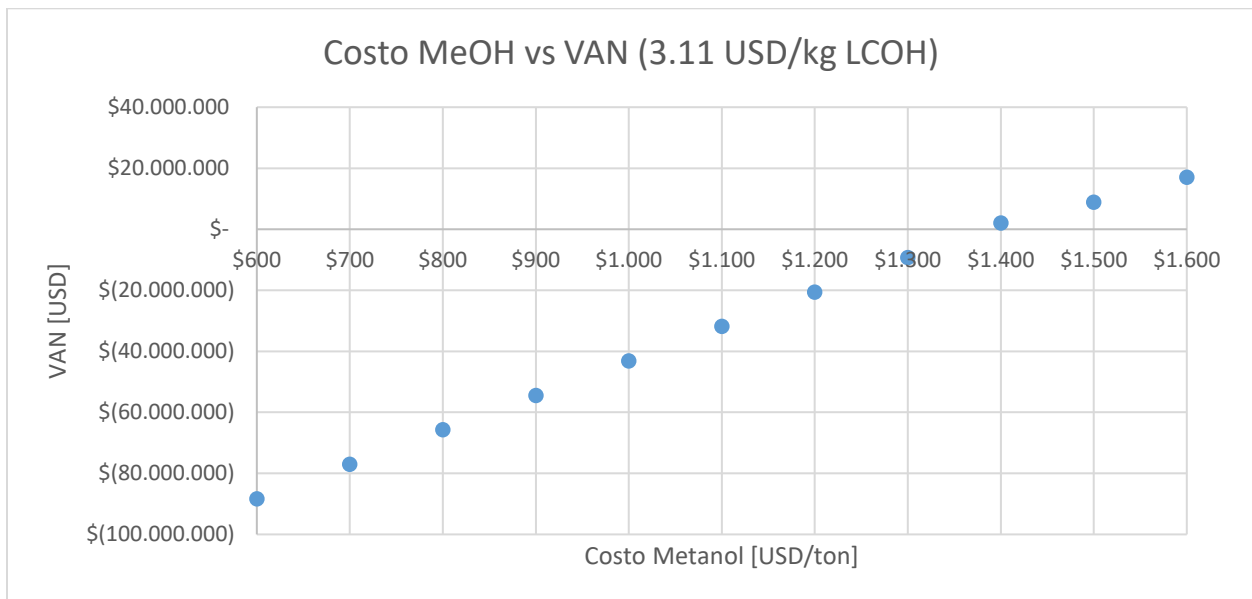


Gráfico 8 Análisis de sensibilidad – Costo Metanol vs VAN

Se puede notar que alrededor de 1,400 USD/ton el VAN tiene un valor positivo, este valor corresponde a casi el doble del valor de venta de metanol de *Methanex* lo que hace difícil justificar este precio ante posibles compradores. En la Tabla X se tiene el valor de los otros indicadores con más detalle.

Tabla 23 Análisis de Sensibilidad – Ingresos Operacionales Indicadores económicos

Variación costo Metanol (3.11 USD/kg LCOH)			
MeOH [USD/tonMeOH]	VAN [USD]	TIR [%]	Payback [año]
\$600	-\$ 88,330,233	-	-
\$700	-\$ 77,040,975	-	-
\$800	-\$ 65,751,718	-	-
\$900	-\$ 54,462,461	-	-
\$1,000	-\$ 43,173,203	-	-
\$1,100	-\$ 31,883,946	-	-
\$1,200	-\$ 20,594,688	-	-
\$1,300	-\$ 9,305,431	-6%	-
\$1,400	\$ 1,983,826	10%	9
\$1,500	\$ 8,807,946	19%	6
\$1,600	\$ 17,049,104	28%	4

A partir de estos resultados se concluye que la rentabilidad se alcanza a partir de la venta de metanol por 1,400 USD/ton.

#### 7.7.4 Análisis de sensibilidad – Cualitativo

Este estudio presenta supuestos que tuvieron un impacto significativo en los resultados obtenidos. Por ende, se decide analizar cuales son las implicancias de estos en el proyecto y como le afectan.

- **Obtención de CO<sub>2</sub>:** Se plantea que el método de obtención de carbono es a partir de CO<sub>2</sub> capturado con MEA en las refinerías correspondientes a la zona. Sin embargo, no se sabe con certeza si ambas refinerías poseen la capacidad de suplir el CO<sub>2</sub> necesario. En caso de que no se pueda se tendrá que considerar una fuente externa agregando un mayor costo al proyecto.
- **Instalaciones portuarias:** Se realiza el supuesto de que ENAP posee puertos capaces de cargar y descargar metanol, pero tampoco se sabe con certeza esto o su existencia. De ser así, se debe contemplar la construcción de uno o el arriendo a otra empresa cercana.
- **Creación de un parque eólico y solar:** La creación de estas instalaciones corresponde a uno de los mayores costos a este proyecto, por ende, se debería buscar alternativas para suplir de electricidad a los electrolizadores. Una alternativa podría ser comprar esta energía a una empresa externa que cumpla con los requisitos, lo que podría llegar a ser más barato.
- **Planta de metanol:** La planta de metanol diseñada es exactamente la misma para ambas regiones, no obstante, esta planta no aprovecha las ventajas de cada zona, como por el ejemplo el uso de aerofriadores en Magallanes, región que posee vientos helados lo que podría conllevar a un menor gasto operacional.

- **CAPEX:** De menara similar al punto anterior, se plantea que el CAPEX es el mismo para ambas regiones, pero esto puede no ser cierto, debido a que la región de Magallanes al estar en una zona austral sea mayor.

Considerando lo anteriormente dicho, se vislumbra que los resultados en gran parte estan relacionados a los supuestos realizados, por ende, el cambio de estos podría conllevar a un cambio radical en la elección de la zona e incluso en su viabilidad económica.

## Capítulo 8: Conclusiones y recomendaciones

A partir de lo expuesto en el escrito es posible indicar las siguientes conclusiones

- La simulación establece que a partir de 605 kg/h de H<sub>2</sub> verde y 4400 kg/h de CO<sub>2</sub> capturado por la misma empresa se puede lograr el objetivo de llenar un buque químico pequeño de 20,000 m<sup>3</sup>. La simulación demuestra que a partir del modelo utilizado se puede lograr este objetivo incluso con la conversión de 32% de H<sub>2</sub>. Los resultados demuestran que se obtiene metanol en una razón de 2 kg metanol/kg H<sub>2</sub>.
- Los resultados también demuestran que se alcanzan las especificaciones requeridas para el almacenamiento y transporte del producto. Entregando así seguridad para la planta y para los miembros del buque transportista. Además, este es el estándar al que se debe vender el metanol por lo que estaría listo para su venta o en el caso de que se quiera utilizar en un proceso dentro de ENAP la pureza entregada facilita el uso de este.
- Se pudo visualizar que el mayor costo operacional independiente de la zona de estudio corresponde a la obtención del H<sub>2</sub> por medio de energía renovables. En el mejor de los casos el LCOH seguía siendo aproximadamente el 80% de los costos operacionales y que este costo superaba incluso al CAPEX.
- Al comparar el costo anual del transporte marítimo se puede notar que este es menor en gran medida frente al costo de LCOH, por ende, se toma la decisión de establecer la planta en Magallanes para aprovechar esta reducción de costos que en Valparaíso llega a ser más del doble.
- A pesar de las medidas tomadas el flujo de caja con un horizonte de 10 años y tasa de descuento del 8% entrega que el proyecto no es económicamente viable debido a que ningún indicador de rentabilidad entrega resultados positivos. Lo que se debe al alto valor del LCOH.
- Los análisis de sensibilidad realizados demuestran que el LCOH debe tener un valor de 1 USD/kg para ser rentable, valor similar al del LCOH a partir de Gas Natural. Además, que en caso de querer utilizar H<sub>2</sub> verde el producto debe ser vendido a aproximadamente 1400 USD/ton lo que corresponde a casi el doble del valor comercial que entrega *Methanex*, el principal competidor de este proyecto. Además, los resultados se deben en gran parte a los supuestos hechos en el proyecto, debido a que no se consideran todas las posibles ventajas y desventajas de cada zona, y tampoco se sabe con certezas si ENAP posee las instalaciones adecuadas para este proyecto.
- A pesar de todo esto se comprueba que el proyecto efectivamente reduce la huella de carbono al utilizar H<sub>2</sub> verde que posee una casa nula y que fomenta la economía circular debido a que se reutiliza el CO<sub>2</sub> generado por la misma refinera. Este proyecto puede ayudar a ENAP a cumplir sus metas de disminución de huella de carbono de Alcance 1 y 2.

Si bien, este estudio entrega resultados negativos económicamente, estos pueden mejorar. Se recomienda buscar alternativas para aumentar la conversión de metanol por el reactor. En la simulación solo se alcanzó una conversión del 32% del H<sub>2</sub>, esta tiene cabida para mejorar y alcanzar una mayor producción. El gobierno chileno ha estado tratando de impulsar este tipo de

proyectos por lo que quizás exista la posibilidad de recibir ayuda económica del estado chileno. Finalmente, se recomienda profundizar en los parámetros utilizados en la calculadora de H<sub>2</sub> verde para obtener un LCOH más preciso, y analizar la compra de permisos de energía eléctrica de fuente renovables externas para estos proyectos.

# Anexos

## Anexos 1: Especificaciones del Proceso

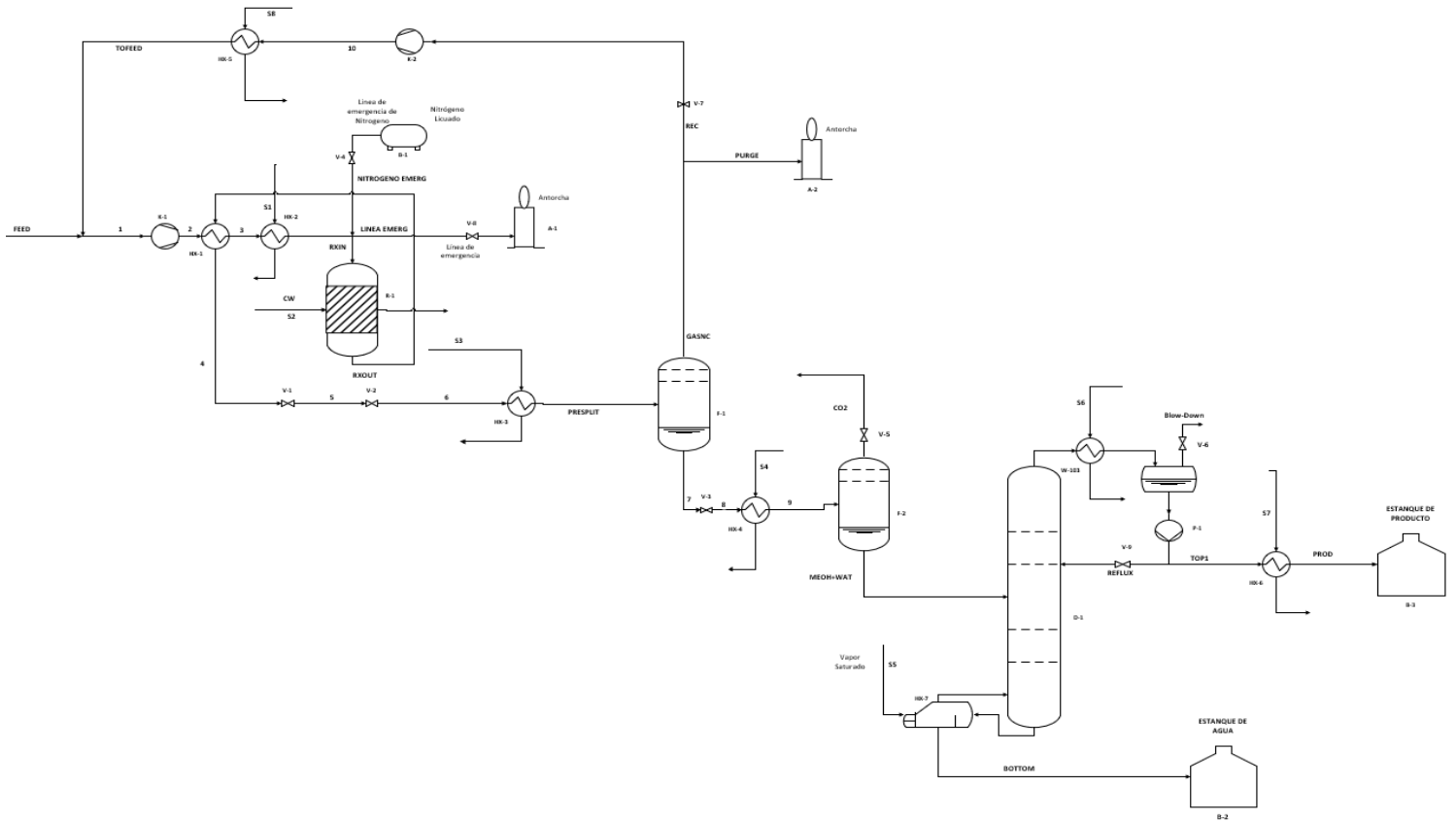


Figura 31 Diagrama de Flujo de Procesos Global

Tabla 24 Análisis de Sensibilidad - Presión y Temperatura

Presión [bar]/Temp [°C]	50	55	60	65	70	75
180	8.83	8.48	8.17	7.88	7.62	7.38
185	12.26	11.86	11.48	11.14	10.82	10.52
190	16.35	15.94	15.55	15.18	14.82	14.49
195	20.75	20.44	20.11	19.77	19.43	19.09
200	24.76	24.78	24.69	24.52	24.29	24.04
205	27.25	27.99	28.43	28.67	28.76	28.75
210	27.26	28.83	30.08	31.03	31.73	32.24
215	25.83	27.64	29.30	30.80	32.13	33.26
220	24.28	26.08	27.75	29.31	30.77	32.14
225	22.75	24.53	26.19	27.75	29.20	30.57
230	21.24	23.01	24.65	26.20	27.65	29.01

## Anexos 2: Evaluación Económica

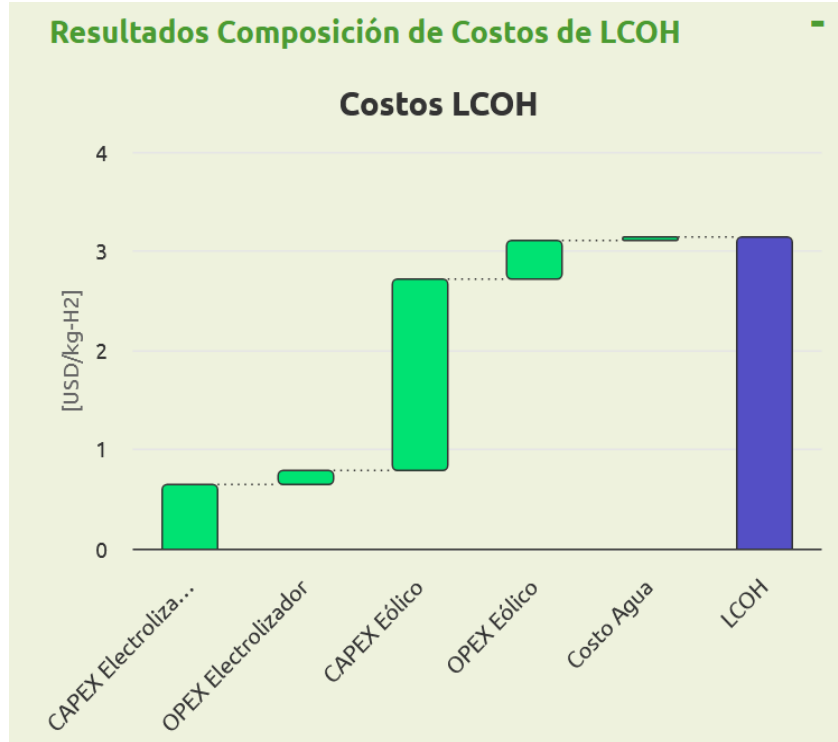


Figura 32 Resultados Composición de Costos de LCOH – Magallanes (Ministerio de Energía, 2024)

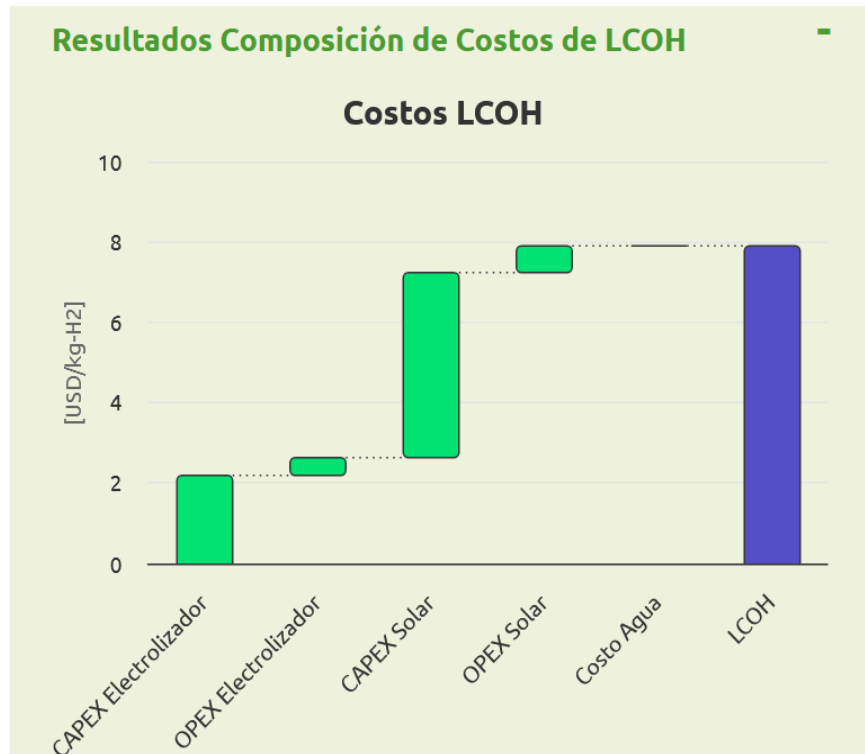


Figura 33 Resultados Composición de Costos de LCOH – Valparaíso Solar (Ministerio de Energía, 2024)

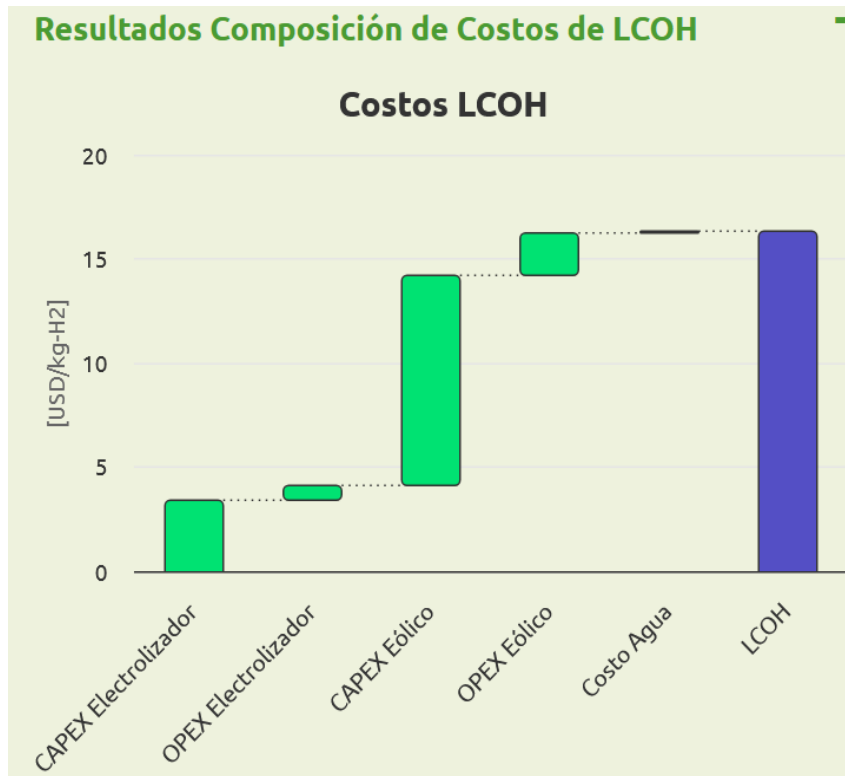


Figura 34 Resultados Composición de Costos de LCOH – Valparaíso Eólico (Ministerio de Energía, 2024)

## Referencias

- Ahlström, J. (2020). *Renewable Hydrogen Production From Biomass*. ETIP Bioenergy.
- Al-Mufachi. (2015). *Hydrogen production by steam reforming of natural gas*. . Chemical Engineering Journal.
- Armada de Chile. (2021, Junio 2). *Dirección General del Territorio Marítimo y de Marina Mercante*. Retrieved Julio 5, 2024, from [directemar.cl: https://www.directemar.cl/directemar/site/tax/port/fid\\_adjunto/taxport\\_27\\_193\\_\\_1.html](https://www.directemar.cl/directemar/site/tax/port/fid_adjunto/taxport_27_193__1.html)
- Banco Central Chile. (2024, Septiembre 3). *Banco Central Chile*. Retrieved from [bcentral.cl: https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP\\_TIPO\\_CAMBIO/MN\\_TIPO\\_CAMBIO4/DOLAR\\_OBS\\_ADO](https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TIPO_CAMBIO/MN_TIPO_CAMBIO4/DOLAR_OBS_ADO)
- Barlow, H., & Shahi, S. (2024). *State of the Art: CCS Technologies 2024*. Global CCS Institute.
- Bartlett, J. (2022, Diciembre). *Fondo Monetario Internacional*. Retrieved Junio 5, 2024, from [imf.org: https://www.imf.org/es/Publications/fandd/issues/2022/12/country-case-chile-bet-on-green-hydrogen-Bartlett](https://www.imf.org/es/Publications/fandd/issues/2022/12/country-case-chile-bet-on-green-hydrogen-Bartlett)
- BBVA. (2022). *¿Qué es el combustible fósil? La energía que se obtiene de la materia orgánica*. BBVA. Retrieved Mayo 27, 2023, from <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-el-combustible-fosil-la-energia-que-se-obtiene-de-la-materia-organica/>
- BCN. (1994, Marzo 9). *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. Retrieved from [bcn.cl: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=30667](https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=30667)
- BCN. (2004, Agosto 27). *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. Retrieved from [bcn.cl: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=231117](https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=231117)
- BCN. (2016, Febrero 5). *Biblioteca Congreso Nacional de Chile*. Retrieved from <https://www.bcn.cl/historiadelaley/nc/historia-de-la-ley/4828/>
- BCN. (2017, Septiembre 4). *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. Retrieved from [camara.cl: https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=114031&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION](https://www.camara.cl/verDoc.aspx?prmID=114031&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION)
- BCN. (2020, Febrero 24). *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*. Retrieved from [bcn.cl: https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1067194](https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1067194)
- Becker, H., Murawski, J., Shinde, D., Stephens, I., Hinds, G., & Smith, G. (2023). *Impact of impurities on water electrolysis: a review*. Londres: Royal Society of Chemistry.
- Bessarabov. (2018). *Hydrogen Production: by PEM Water Electrolysis*. Springer.
- Blumberg, T., Morousk, T., & Tsatsaronis, G. (2017). *Exergy-based evaluation of methanol production from natural gas with CO2 utilization*. ELSEVIER. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.140>.

- Carbon Engineering. (2018, Junio 7). *Carbon Engineering*. Retrieved from carbonengineering.com: <https://carbonengineering.com/news-updates/climate-change-breakthrough/>
- ChemicalSafetyFacts. (2022, Octubre 14). *American Chemistry Council, Inc.* Retrieved Mayo 30, 2024, from <https://es.chemicalsafetyfacts.org/chemicals/methanol/>
- Chen, L., Jiang, Q., Song, Z., & Posarac, D. (2011). *Optimization of Methanol Yield from a Lurgi Reactor*. Beijing: Chemical Engineering Technology.
- Chile Atiende. (2024, Marzo 25). *Chile Atiende*. Retrieved from chileatiende.gob.cl: <https://www.chileatiende.gob.cl/fichas/2638-estudio-de-impacto-ambiental-eia-y-declaracion-de-impacto-ambiental-dia>
- Clark, J. (2024). *LibreTexts Chemistry*. Retrieved from chem.libretext.org: [https://chem.libretexts.org/Bookshelves/Physical\\_and\\_Theoretical\\_Chemistry\\_Textbook\\_Maps/Supplemental\\_Modules\\_\(Physical\\_and\\_Theoretical\\_Chemistry\)/Equilibria/Le\\_Chateliers\\_Principle/Le\\_Chatelier's\\_Principle\\_Fundamentals](https://chem.libretexts.org/Bookshelves/Physical_and_Theoretical_Chemistry_Textbook_Maps/Supplemental_Modules_(Physical_and_Theoretical_Chemistry)/Equilibria/Le_Chateliers_Principle/Le_Chatelier's_Principle_Fundamentals)
- Climeworks. (2023). *climeworks*. Retrieved from climeworks.com: <https://climeworks.com/direct-air-capture>
- Cohn, D., & Bromberg, L. (2008). *Effective Octane And Efficiency Advantages of Direct Injection Alcohol Engines*. MIT, Laboratory for Energy and the Environment, Cambridge.
- Duffler, B. (2024, Junio 27). *Chem Analyst News*. Retrieved from chemanalyst.com: <https://www.chemanalyst.com/NewsAndDeals/NewsDetails/shell-announces-new-carbon-capture-and-storage-projects-in-canada-28610>
- EIA. (2023, Junio 30). *U.S Energy Information Administration*. Retrieved from eia.gov: <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/>
- EMR. (2023). *Informes de Expertos*. Retrieved from informesdeexpertos.com: <https://www.informesdeexpertos.com/informes/mercado-de-cerveza-en-chile>
- ENAP. (2023, Diciembre 18). *ENAP*. Retrieved from enap.cl: <https://www.enap.cl/la-empresa/marco-estrategico>
- ENAP. (2024). *Reporte Integrado 2023*. Santiago: ENAP.
- García, R. (2012). *Ingeniero Marino*. Retrieved from ingenieromarino.com: <https://ingenieromarino.com/tipos-de-barcos/>
- Gasbarrino, S. (2024, Julio 29). *HubSpot*. Retrieved from hubspot.es: <https://blog.hubspot.es/sales/que-es-depreciacion>
- GHG Protocol. (2015). *The Greenhouse Gas Protocol*. Washington D.C: World Resource Institute.

- Glenk, & Reichelstein. (2019). *Economics of converting renewable power to hydrogen*. Nature Energy. doi:10.1038/s41560-019-0326-1
- Gordon, N. (1932). *Journal of Chemical Education* (Vol. 9). ACS Publication. Retrieved Mayo 27, 2023, from <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ed009p1122#>
- Gorski, J., Jutt, T., & Tam Wu, K. (2021). *Carbon intensity of blue hydrogen production*. PEMBINA institute.
- Grochala, W. (2015). *Nature Chemistry* 7. doi:<https://doi.org/10.1038/nchem.2186>
- Gutiérrez, J. (2024). *Diseño y Análisis Técnico-Económico de una planta de producción de E-Metanol en la región de Magallanes en base a Enrgías Renovables*. Pontifica Universidad CAtolica de Chile, Escuela de Ingenieria, Santiago.
- He, L., Fan, Y., Bellettre, J., Yue, J., & Luo, L. (2019). *A review on catalytic methane combustion at low temperatures: Catalyst, mechanisms, reaction conditions and reactor designs*. Nantes: ELSEVIER.
- Hussy, C. (2023). *International PtX Hub*. Retrieved from [ptx-hub.org](https://ptx-hub.org): <https://ptx-hub.org/water-electrolysis-explained/>
- IEA. (2023). *Global Hydrogen Review 2023*. International Energy Agency.
- IEAGHG. (2019). *Further Assesment of Emerging CO2 Capture Technologies for the Power Sector and their Potential to Reduce Costs*. Cheltenham: IEA GREENHOUSE GAS r&d PROGRAMME.
- Imagen de Chile. (2024, Junio 5). *Imagen de Chile*. Retrieved from [marcachile.cl: https://www.marcachile.cl/5-acciones-que-esta-impulsando-chile-para-cuidar-el-medio-ambiente/](https://www.marcachile.cl/5-acciones-que-esta-impulsando-chile-para-cuidar-el-medio-ambiente/)
- IMO. (2019). *International Maritime Organization*. Retrieved Julio 1, 2024, from [imo.org: https://www.imo.org/en/OurWork/Safety/Pages/IBC-Code.aspx](https://www.imo.org/en/OurWork/Safety/Pages/IBC-Code.aspx)
- INCHEM. (2018, Mayo). *International Peer Reviewed Chemical Safety Information*. Retrieved from [inchem.org: https://inchem.org/documents/icsc/icsc/eics0057.htm](https://inchem.org/documents/icsc/icsc/eics0057.htm)
- International Energy Agency. (2023). *Towards hydrogen definitions based on ther emissions intensity*. IEA.
- IRENA. (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA. (2021). *Innovatio Outlook, Renewable Methanol*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Klein, T. (2020, Febrero). Retrieved Mayo 30, 2024, from [methanol.org: https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/03/Future-Fuel-Strategies-Methanol-Automotive-Fuel-Primer.pdf](https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/03/Future-Fuel-Strategies-Methanol-Automotive-Fuel-Primer.pdf)

- Lepage, T., Maroua, K., Schmetz, Q., & Richel, A. (2021). *Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment*. ELSEVIER. Retrieved from energy.gov: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0961953420304530>
- Majaski, C. (2024, Junio 13). *Investopedia*. Retrieved from investopedia.com: <https://www.investopedia.com/ask/answers/052715/what-difference-between-cost-capital-and-discount-rate.asp>
- Marchant, J. (2022). *Introducción a la ingeniería económica*. Caupolicán Servicios Gráficos.
- Mengden, A. (2023, Septiembre 5). *Tax Foundation, Europe*. Retrieved from taxfoundation.org: <https://taxfoundation.org/data/all/eu/carbon-taxes-in-europe-2023/>
- Metcalf, & Eddy. (2014). *Wastewater Engineering: Treatment and Resource Recovery*. Nueva York: McGraw-Hill Education.
- Methanex. (2024, Octubre 1). *Methanex*. Retrieved from methanex.com: <https://www.methanex.com/about-methanol/pricing/>
- Methanex. (2024). *Methanex: methanol frequently asked questions*. Vancouver: Methanex corporation.
- Methanol Institute. (2020). *Methanol Safe Handling Manual*. Methanol Institute. Retrieved from [https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/03/Safe-Handling-Manual\\_5th-Edition\\_Final.pdf](https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/03/Safe-Handling-Manual_5th-Edition_Final.pdf)
- Methanol Institute. (2024). *Methanol Gasoline Blends*. Singapore: Methanol Institute.
- Mignard, & Pritchard. (2008). *On the use of electrolytic hydrogen from variable renewable energies for the enhanced conversion of biomass to fuels*. Edinburgh: ELSEVIER. doi:<https://doi.org/10.1016/j.cherd.2007.12.008>
- Ministerio de Energía. (2017). *Política Energética, Magallanes y Antártica Chilena 2050*. Santiago.
- Ministerio de Energía. (2021, Marzo 12). *Ministerio de Energía Gobierno de Chile*. Retrieved from [energia.gob.cl](https://energia.gob.cl): <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/segun-estudio-del-ministerio-de-energia-region-de-magallanes-podria-llegar-producir-el-13-hidrogeno-verde-del-mundo-con-energia-eolica>
- Ministerio de Energía. (2024). *Explorador de Hidrógeno Verde*. Retrieved from <https://hidrogenorenovableernc.exploradorenergia.cl/>: <https://hidrogenorenovableernc.exploradorenergia.cl/calculadora/>
- Moreira, S., & Laing, T. (2022). *Sufficiency, sustainability, and circularity of critical material for clean hydrogen*. Washington DC: The World Bank.
- Nationalgrid. (2023, Febrero 23). *Nationalgrid*. Retrieved from nationalgrid.com: <https://www.nationalgrid.com/stories/energy-explained/hydrogen-colour-spectrum>

- NIST. (2024). *National Institute of Standards and Technology*. doi: <https://doi.org/10.18434/T4D303>
- NREL. (2020, Agosto 31). *National Renewable Energy Laboratory*. Retrieved from [nrel.gov](https://www.nrel.gov/research/re-biomass.html): <https://www.nrel.gov/research/re-biomass.html>
- OMI. (1980, Mayo 25). *Organización Marítima Internacional*. Retrieved from [omi.org](https://www.imo.org/es/About/Conventions/Pages/International-Convention-for-the-Safety-of-Life-at-Sea-(SOLAS)%2C-1974.aspx): [https://www.imo.org/es/About/Conventions/Pages/International-Convention-for-the-Safety-of-Life-at-Sea-\(SOLAS\)%2C-1974.aspx](https://www.imo.org/es/About/Conventions/Pages/International-Convention-for-the-Safety-of-Life-at-Sea-(SOLAS)%2C-1974.aspx)
- Pérez, C. (2018). *Estudio de viabilidad de una unidad de producción de metanol a partir de gas de síntesis*. Cartagena: Universidad Politécnica de Cartagena.
- Ringbach. (2023, Noviembre 29). *ringbach*. Retrieved from [ringbach.com](https://www.ringbach.com/en/absorption-and-adsorption/): <https://www.ringbach.com/en/absorption-and-adsorption/>
- Rodriguez, M. (2022, Febrero 8). *Tecnicas Reunidas*. Retrieved from [tecnicasreunidas.es](https://www.tecnicasreunidas.es/es/articulo/presente-y-futuro-del-hidrogeno-part-2/): <https://www.tecnicasreunidas.es/es/articulo/presente-y-futuro-del-hidrogeno-part-2/>
- Ross, S. (2024, Julio 11). *Investopedia*. Retrieved from [investopedia.com](https://www.investopedia.com/ask/answers/112814/whats-difference-between-capital-expenditures-capex-and-operational-expenditures-opex.asp): <https://www.investopedia.com/ask/answers/112814/whats-difference-between-capital-expenditures-capex-and-operational-expenditures-opex.asp>
- Sahibzada, Metcalfe, & Chadwick. (1998). *Methanol Synthesis from CO/CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub> over Cu/ZnO/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> at Differential and Finite Conversions*. London: Journal of Catalysis. doi:<https://doi.org/10.1006/jcat.1998.1964>
- Satyapal, S. (2017, Febrero 21). *Energy Efficiency & Renewable Energy*. Retrieved from [energy.gov](https://www.energy.gov/eere/articles/hydrogen-clean-flexible-energy-carrier): <https://www.energy.gov/eere/articles/hydrogen-clean-flexible-energy-carrier>
- SAVREE. (2024). *SAVREE*. Retrieved from [savree.com](https://www.savree.com/en/encyclopedia/distillation-column): <https://www.savree.com/en/encyclopedia/distillation-column>
- setaPHT. (2024). *setaPHT*. Retrieved from [setapht.com](https://www.setapht.com/blog/mejoras-en-la-eficiencia-energetica-en-procesos-de-desalinizacion-por-osmosis-inversa/): <https://www.setapht.com/blog/mejoras-en-la-eficiencia-energetica-en-procesos-de-desalinizacion-por-osmosis-inversa/>
- Shiva, S., & Hankwon, L. (2022). *An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production*. Ulsan: ELSEVIER.
- SII. (2003, Enero 1). *Servicio de Impuestos Internos*. Retrieved from [sii.cl](https://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm): [https://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla\\_vida\\_enero.htm](https://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm)
- Siripurapu, A., & Berman, N. (2023, Julio 19). *Council on Foreign Relations*. Retrieved from [cfr.org](https://www.cfr.org/background/dollar-worlds-reserve-currency): <https://www.cfr.org/background/dollar-worlds-reserve-currency>
- Student Energy. (2015). *Student Energy*. Retrieved from [studentenergy.org](https://studentenergy.org/production/steam-methane-reforming/): <https://studentenergy.org/production/steam-methane-reforming/>
- Talent. (2024). *talent.com*. Retrieved from [talent.com](https://cl.talent.com/salary?job=operador+planta): <https://cl.talent.com/salary?job=operador+planta>

- Tecca. (2023). *Tecca*. Retrieved from [tecca.com.co: https://tecca.com.co/portfolio/osmosis-inversa/](https://tecca.com.co/portfolio/osmosis-inversa/)
- Treybal, R. (1988). *Operaciones de Transferencia de Masa*. Ciudad de México: McGrawHill.
- United Nations. (2022). *United Nations*. Retrieved from [un.org: https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition](https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition)
- United Nations Climate Change. (2020, Septiembre 24). *United Nations Climate Change*. Retrieved from [unfccc.int: https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement](https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement)
- UNIVERSIA. (2021, Diciembre 23). *UNIVERSIA*. Retrieved from [universia.net: https://www.universia.net/cl/actualidad/orientacion-academica/las-carreras-con-mejores-sueldos-en-chile.html](https://www.universia.net/cl/actualidad/orientacion-academica/las-carreras-con-mejores-sueldos-en-chile.html)
- Van-Dal, É., & Bouallou, C. (2013). *Design and simulation of a methanol production plant from CO2 hydrogenation*. Paraná: ELSEVIER.
- Vanden, & Froment. (1996). *A Steady-State Kinetic Model for Methanol Synthesis and the Water Gas Shift Reaction on a Commercial Cu/ZnO/Al2O3 Catalyst*. Gent: ELSEVIER. doi:<https://doi.org/10.1006/jcat.1996.0156>
- Velázquez, A. (2011). *Cronología y Diferencias de la tecnología del proceso industrial del metanol*. Ciudad de Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México.
- VesselsValue. (2024, Junio 27). *VesselValue*. Retrieved from [vesselsvalue.com: https://blog.vesselsvalue.com/market-conditions-consolidations-chemical-tankers/?utm\\_source=rss&utm\\_medium=rss&utm\\_campaign=market-conditions-consolidations-chemical-tankers](https://blog.vesselsvalue.com/market-conditions-consolidations-chemical-tankers/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=market-conditions-consolidations-chemical-tankers)
- World Economic Forum. (2023). *Green Hydrogen in China: A Roadmap for Progress*. World Economic Forum.
- Yildirim, O. (2023). *Advanced Polymer Coatings*. Retrieved Julio 1, 2024, from [adv-polymer.com: https://www.adv-polymer.com/blog/methanol-safety-cargo-tanks](https://www.adv-polymer.com/blog/methanol-safety-cargo-tanks)
- YPF Química. (2024). *Ficha Técnica N° 555800*. Programa de Cuidado Responsable del Medio Ambiente.
- Zapantis, A. (2021). *Blue Hydrogen*. Columbia University, Center for Global Energy Policy. Global CCS Institute.